



## **Los Territorios No Peninsulares 100% descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición energética en España**

Julio 2020

Monitor Deloitte es la práctica de consultoría estratégica de Deloitte, integrada por más de 2.000 profesionales en 30 países.

Para afrontar el futuro con confianza, las organizaciones deben tomar decisiones correctas: elecciones claras, oportunas e inspiradoras, que les generen crecimiento en un mundo dinámico. Los profesionales de Monitor Deloitte combinan unos profundos conocimientos de la industria con las metodologías más avanzadas, para ayudar a sus clientes a resolver sus decisiones más críticas, generar valor y lograr un éxito transformador.

# Contenido

<b>Objetivos e introducción</b>	<b>5</b>
<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>6</b>
<b>Retos y oportunidades</b>	<b>18</b>
La descarbonización de la economía es una prioridad en los Territorios No Peninsulares (TNP)	18
Los retos de la descarbonización de los TNP	19
Oportunidades de la transición energética en los TNP	20
<b>Electrificación de la demanda de energía final</b>	<b>23</b>
Consumo de energía final	23
Sector transporte	24
Sector residencial	31
Sector servicios	35
Sector industrial	37
<b>Sistema eléctrico: 100% renovable y almacenamiento</b>	<b>38</b>
La generación eléctrica en las Islas Canarias	38
La generación eléctrica en las Islas Baleares	55
La generación eléctrica en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla	65
Las redes eléctricas	68
<b>Inversiones y beneficios de la descarbonización</b>	<b>70</b>
Inversiones para alcanzar cero emisiones en 2040	70
Beneficios de la descarbonización	71
<b>Recomendaciones</b>	<b>76</b>
Marco general de planificación de la transición energética	76
Descarbonización de la demanda final	76
Renovables, almacenamiento y seguridad de suministro	79
Los territorios no peninsulares como banco de pruebas	82
Empleo y actividad económica	82
<b>Anexo I Detalle de las actuaciones planteadas para los grupos térmicos de los TNP</b>	<b>83</b>
<b>Anexo II Señal de precio de mercado eléctrico en los Sistemas No Peninsulares</b>	<b>88</b>
<b>Anexo III Modelo utilizado para el cálculo de los sistemas eléctricos</b>	<b>92</b>
<b>Anexo IV Detalle propuestas para agilizar la tramitación administrativa de los proyectos renovables en Canarias</b>	<b>96</b>
<b>Anexo V Detalle propuestas para agilizar la tramitación administrativa de los proyectos renovables en Baleares</b>	<b>98</b>
<b>Anexo VI Ejemplo de despliegue necesario de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico para las Islas Canarias</b>	<b>100</b>



# Objetivos e introducción

Monitor Deloitte ha venido analizando desde hace varios años la transición energética y las implicaciones de este proceso en diferentes sectores. Fruto de este esfuerzo han sido los diferentes estudios publicados entre los que podemos destacar “Ciudades energéticamente sostenibles: la transición energética urbana a 2030”, “Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación” y “Hacia la descarbonización de la economía: la contribución de las redes eléctricas a la transición energética”.

El presente estudio ha sido elaborado por Monitor Deloitte con el apoyo de Endesa, para aportar una visión de la transición energética en los Territorios No Peninsulares (TNP) de España: Islas Canarias, Islas Baleares, Ceuta y Melilla. En este trabajo, el equipo de Monitor Deloitte ha prestado su apoyo analítico y metodológico para el desarrollo del mismo. Concretamente, el estudio tiene los siguientes objetivos:

- Demostrar que es viable y beneficioso para estos territorios incrementar la ambición de los objetivos de descarbonización.
- Definir las principales soluciones a impulsar para descarbonizar el consumo de energía final en el sector del transporte, la edificación y la industria en los territorios no peninsulares.
- Entender la estructura del sistema eléctrico que sería más eficiente desarrollar y a qué retos se enfrenta su transformación.
- Analizar las implicaciones para la economía de estos territorios del proceso de descarbonización.
- Enunciar las acciones que deben ponerse en marcha para guiar la transición y realizarla del modo más eficiente posible.

Endesa ha elaborado este estudio para analizar y proponer distintas soluciones que permitan el desarrollo económico sostenible de los territorios no peninsulares de nuestro país. La estrategia de la compañía se enmarca en su compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por Naciones Unidas y con los objetivos europeos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

# Resumen ejecutivo

## Retos y oportunidades

Tanto la Unión Europea como España están aumentando su apuesta por la descarbonización de la economía, acelerando sus planes para impulsar la transición energética y situándola entre las prioridades de la agenda política, incluso en el contexto post-Covid19, como elemento de estímulo económico.

**Los territorios no peninsulares (Islas Canarias, Islas Baleares, Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla) están impulsando desarrollos legislativos y de planificación energética** en esa dirección. En las Islas Baleares, se ha aprobado una Ley de Cambio Climático y Transición Energética con el objetivo de reducir un 90% las emisiones para el año 2050. En las Islas Canarias se está actualmente elaborando un Plan de Transición Energética (PTECan), con el “objetivo de alcanzar la descarbonización de la economía canaria en el año 2040 e incluso, a ser posible, antes del año 2035”.

Las características especiales de los territorios no peninsulares requieren que su descarbonización se adapte a sus retos particulares, así como aprovechar las relevantes oportunidades que la transición energética plantea. Este estudio analiza la manera de **llegar a un sistema energético completamente descarbonizado en 2040, y demuestra que es viable y beneficioso para estos territorios.**

## Electrificación de la demanda de energía final

El 60-80% del **consumo de energía final** en los territorios no peninsulares se realiza **en el transporte**, en el que predomina el consumo de productos petrolíferos. Los sectores residencial y servicios representan un menor peso en el consumo (20-30%) y un elevado grado de electrificación (70-80%). El sector industrial tiene un consumo muy inferior (~5%).

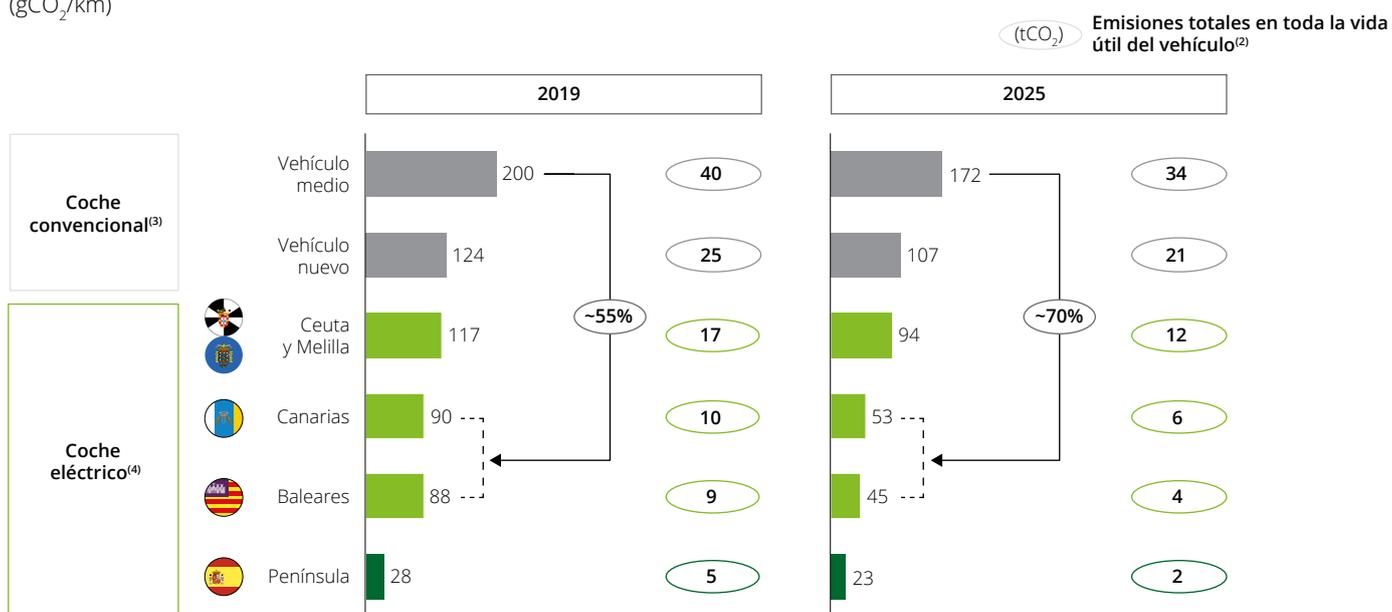
El **sector transporte** es responsable del 40-50% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en los territorios no peninsulares (5,3 MtCO<sub>2</sub>eq en las Islas Canarias y 3,5 en las Islas Baleares en 2018). **El transporte particular de pasajeros por carretera contabiliza el 80-85% del consumo de energía final del sector transporte**, siendo muy inferior el consumo para transporte público (6%), mercancías por carretera (7-9%), transporte marítimo interinsular (1-4%) y transporte aéreo interinsular (1-2%).

La descarbonización completa del **transporte de pasajeros por carretera** requiere la renovación del parque de vehículos, incluido el impulso al vehículo eléctrico, y el cambio modal a transporte público y medios no motorizados:

Este estudio analiza la manera de llegar a un sistema energético completamente descarbonizado en 2040, y demuestra que es viable y beneficioso para estos territorios

**Cuadro 1: Emisiones medias y durante la vida útil de un vehículo comprado en 2019 y 2025<sup>(1)</sup>**

(gCO<sub>2</sub>/km)



(1) Kilometraje medio 15.000 km/año a efectos de comparación; vida útil de 12 de años; factor de emisión 2019: Ceuta y Melilla: 0,78 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Baleares: 0,59 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Canarias: 0,60 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Península: 0,19 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Factor de emisión 2025: Ceuta y Melilla: 0,67 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Baleares: 0,35 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Canarias: 0,30 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Península: 0,15 kgCO<sub>2</sub>/kWh

(2) Hipótesis penetración renovables en sistema eléctrico 2030: 60% Canarias, 70% Baleares; 2040: 100% en ambos territorios

(3) Consumo coche gasolina 2019: 9 l/100km (medio), 5,6 l/100km (nuevo); Consumo coche gasoil 2019: 8 l/100km (medio), 4,9 l/100km (nuevo); Consumo coche gasolina 2025: 7,7 l/100km (medio), 4,8 l/100km (nuevo); Consumo coche gasoil 2025: 6,7 l/100km (medio), 4,2 l/100km (nuevo)

(4) Consumo coche eléctrico: 15 kWh/100km

Fuente: DGT; Comisión Europea; REE; fabricantes de coches; análisis Monitor Deloitte

- El Vehículo Eléctrico (VE) es una **solución más económica** que el vehículo convencional (-25-30% en Canarias y -10% en Baleares, en coste completo) y **la autonomía actual es más que suficiente para estos territorios**. El VE ya emite un 55% menos que un vehículo convencional medio (ver Cuadro 1). No obstante, existen barreras relevantes para su adopción, como la insuficiente infraestructura de recarga pública y el mayor coste inicial de adquisición. Para el sector del alquiler, el VE no es más económico, ya que la empresa alquiladora debe asumir un mayor coste inicial por el vehículo, que no es compensado con el menor coste en combustible, ya que este lo abona el cliente. Estos negocios deberían modificar el modelo de precios para explotar de modo rentable el alquiler de VE en estos territorios.
- El cambio modal a transporte público permite una reducción del ~70% de emisiones GEI (caso de autobús convencional). Su impulso requiere mejorar la oferta y calidad del servicio (especialmente en Baleares) y plantear limitaciones al uso del vehículo particular. Maximizar la reducción de emisiones requiere combinarlo con su electrificación (autobús eléctrico o hidrógeno).

El **sector residencial** es responsable del 1-3% de las emisiones GEI directas en los territorios no peninsulares, debido a que los consumos más relevantes de una vivienda (calefacción y agua caliente sanitaria - ACS) pesan menos que en la península. **La descarbonización de este sector pasa por el despliegue de la bomba de calor para calefacción y ACS**, ya que es la tecnología más eficiente y con mayor capacidad para reducir emisiones GEI. Es posible reducir el coste completo de la bomba de calor hasta 1.000-1.500 € (Canarias) y 4.000 € (Baleares) contando con un cierto apoyo por el ahorro que produce al sistema eléctrico y una mayor discriminación horaria de las tarifas. El autoconsumo es otra actuación a impulsar de manera decidida, debido a las mayores ventajas que presenta en estos territorios.

El **sector servicios** es responsable del 2-4% de las emisiones GEI directas en los TNP, concentradas fundamentalmente en la restauración, los alojamientos turísticos, el comercio y las oficinas. En hoteles y alojamiento, la climatización y el ACS suponen el 50-70% del consumo. La sustitución de equipos térmicos de gas natural/producto petrolífero y de equipos eléctricos menos eficientes por bomba de calor debería ser la principal solución.

### Sistema eléctrico: 100% renovable y almacenamiento

#### Demanda y generación en las Islas Canarias

En caso de alcanzar una electrificación completa del consumo de energía final en el año 2040, la **demanda eléctrica podría alcanzar los ~16 TWh**. El incremento vendría provocado, principalmente, por la electrificación del transporte ligero de pasajeros y el crecimiento económico.



Un sistema eléctrico en Canarias completamente descarbonizado en 2040 requeriría **10-11 GW de capacidad instalada renovable, 20-25 GWh de capacidad de almacenamiento y respaldo estacional**. Definir adecuadamente este sistema eléctrico requiere atender a sus particularidades:

- Se necesita **combinar la generación renovable con almacenamiento**, para almacenar el exceso de energía renovable y utilizarla posteriormente en periodos de menor producción. Instalar más potencia renovable de la necesaria podría ser más eficiente económicamente, incluso aunque aumentaran los vertidos, ya que el coste de la generación renovable será inferior al del almacenamiento.
- **Las baterías como forma de almacenamiento de corto plazo** presentan ventajas frente al bombeo, en modularidad, ocupación del terreno, eficiencia y costes, especialmente a partir de 2030 (asumiendo que son capaces de aportar los requerimientos técnicos de regulación de tensión y frecuencia).
- **La generación solar presenta ventajas frente a la eólica**, ya que tiene un mejor encaje con el almacenamiento (producción más estable y predecible que permite dimensionarlo de manera más precisa).
- **Impulsar la gestión de la demanda y su desplazamiento** hacia horas de mayor producción renovable permitiría **reducir la necesidad de almacenamiento**.
- Debido a su limitada disponibilidad, es **imprescindible minimizar la ocupación del suelo**. Para conseguirlo, se debe: i) instalar menos capacidad renovable de lo que sería económicamente óptimo, ii) impulsar el aprovechamiento del autoconsumo (hasta 2-3 GW), y iii) explorar la opción de tecnologías de generación *offshore*.
- La descarbonización del último ~5% del sistema eléctrico únicamente con renovables, baterías y bombeo requeriría una inversión adicional de 19-20 mil M€. **Se necesita una tecnología que aporte respaldo estacional con un coste eficiente**, como podría ser el hidrógeno, aún en desarrollo, en cuyo caso se necesitarían 3-9 mil M€ de inversión para cubrir este 5%. En cualquier caso, las decisiones al respecto no se plantearán hasta la década de 2030, y podrán tomarse en función de la madurez de las opciones disponibles en ese momento.

La inversión total para conseguir este sistema eléctrico, considerando el hidrógeno como respaldo estacional, alcanzaría los **12-19 mil M€**. El coste medio de generación sería de 50-55 €/MWh para el primer 95% de la demanda (considerando únicamente renovable y almacenamiento) y 70-90 €/MWh para alcanzar el 100%, 40% inferior al coste actual.

Realizar la transición de un sistema basado fundamentalmente en centrales térmicas a uno **100% renovable** requiere en el **corto plazo (5-10 años)**:

- **Fomentar la generación renovable, el almacenamiento y la gestión de la demanda** (estas actuaciones requerirían 2.500-3.500 M€ de inversión en el periodo 2020-2030):

– Se requeriría instalar de media **250-275 MW** al año de **nueva capacidad renovable** en 2020-2025, y 430-470 MW/año en 2025-2030, hasta alcanzar los 4-4,5 GW en 2030. Este ritmo de inversión es ~5 veces mayor que el de los últimos años. Actualmente existen **relevantes barreras administrativas** que limitan el desarrollo de inversiones y no se ha definido un **mecanismo competitivo sostenible** que permita dar visibilidad a los inversores para desarrollar este nivel de inversiones.

– Para alcanzar una penetración renovable del **60%** en el sistema eléctrico en 2030 se necesitarían **2,5 GWh de almacenamiento y gestión de la demanda** en dicho año. Tampoco está regulado un esquema retributivo para esta tecnología, ni los procedimientos para su operación, lo que no hace posible atraer inversión en este momento.

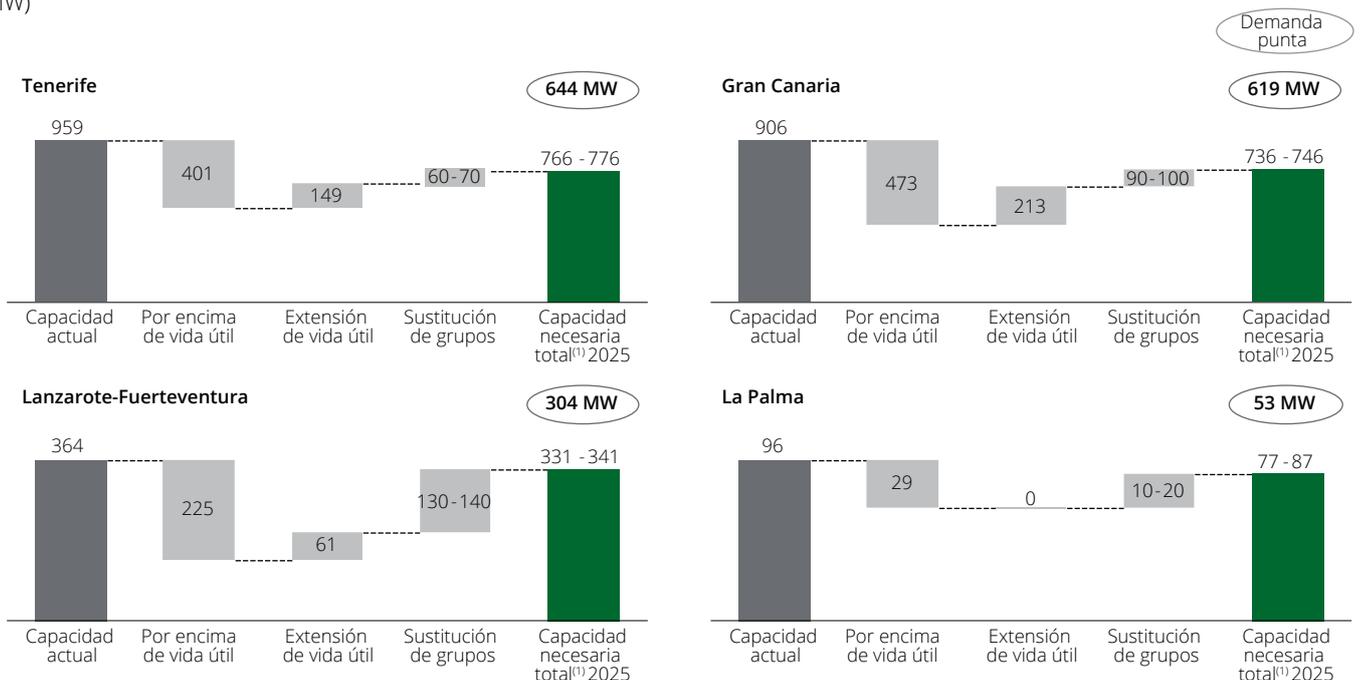
- Impulsar **actuaciones en el parque térmico para garantizar la seguridad de suministro, facilitar la integración de renovables y minimizar las emisiones GEI acumuladas** (estas actuaciones conllevarían una inversión de 500-1.000 M€ en el periodo 2020-2030):

– Por seguridad de suministro es necesario que algunas centrales térmicas estén acopladas a mínimo técnico para responder a cambios en el equilibrio generación-demanda. Esta situación limita el “hueco” para la generación renovable. **Instalar baterías asociadas a grupos térmicos (hibridación)** permitiría a estos permanecer parados y, en caso de necesidad, las baterías responderían mientras el grupo arranca. Esta actuación permite reducir el número de arranques, las horas de funcionamiento y, por tanto, el coste operativo asociado y las emisiones, así como incrementar la penetración de renovables. En caso de hibridar 7 grupos térmicos (1 por isla), con una capacidad total de 140 MWh (30 min de almacenamiento medio), se podría integrar anualmente un 10% más de renovable (0,5 TWh al año en 2030).

– La antigüedad del parque de generación (el 40% de la potencia ya ha superado su vida útil de 25 años) y el previsible incremento de la demanda requiere **acometer la sustitución de los grupos más antiguos por grupos modernos más eficientes** y que consuman combustibles menos emisores (y preparados para su futura adaptación a hidrógeno), y acondicionar los grupos de generación que superen la vida útil regulatoria para **extender su vida útil** (ver Cuadro 2).

– **Adaptar los grupos de generación térmica ya existentes para consumir gas natural**, y desarrollar un sistema logístico para llevar este gas natural a las plantas, permitiría reducir las emisiones acumuladas del sector eléctrico 15-20 MtCO<sub>2</sub> en el periodo 2020-2040 (más de un año de emisiones actuales totales de las Islas Canarias).

**Cuadro 2: Evolución de capacidad térmica disponible hasta 2025**  
(MW)



(1) Capacidad térmica necesaria para cumplir criterios LOLE y LOLP, en un escenario de alta instalación de renovables y almacenamiento: ~2 GW renovables y 0,9 GWh de baterías en Canarias

Fuente: Endesa; análisis Monitor Deloitte



#### **Demanda y generación en las Islas Baleares**

Con un consumo de energía final completamente electrificado en 2040, **la demanda eléctrica en las Islas Baleares alcanzaría los ~10 TWh**, lo que supondría un incremento anual del ~3%. Este crecimiento vendría provocado principalmente por la electrificación del transporte y el crecimiento económico.

Para conseguir un sistema eléctrico completamente descarbonizado en 2040 serían necesarios, **considerando una capacidad de interconexión neta con la Península de 650 MW, 4,5-5 GW de capacidad renovable instalada y 13-14 GWh de capacidad almacenamiento**. Diseñar adecuadamente este sistema requiere prestar atención a sus particularidades:

- El **sistema balear ya está interconectado con la península y esta interconexión podría llegar a aumentarse** a finales de esta década considerando las infraestructuras planificadas.
- A pesar de la posibilidad de disponer de capacidad de interconexión, el Gobierno de las Islas Baleares ha definido un objetivo de **producción de energía en las islas del 70% del total de energía consumida**.
- La generación **solar tiene un mejor encaje con el almacenamiento**. Un mix de generación 50% solar - 50% eólico necesitaría ~10 veces más capacidad de almacenamiento que un sistema 90% solar - 10% eólico.
- **El desarrollo de la gestión de la demanda permite reducir la capacidad de almacenamiento** necesaria significativamente.
- El uso del suelo es un factor clave en las Islas Baleares. En este caso, **no debería suponer una barrera relevante** si se aprovecha adecuadamente todo el potencial de autoconsumo (hasta 1-2 GW).
- Debería existir una **capacidad de respaldo de emergencia** instalada en las Islas que garantizase la seguridad de suministro ante posibles fallos en las interconexiones y casos de emergencia.

Este sistema requeriría una **inversión de 6-7 mil M€** a 2040, y tendría un coste medio de generación de 50-55 €/MWh, un 60% inferior al actual.

Realizar la transición de un sistema basado fundamentalmente en centrales térmicas y varias interconexiones, a **uno 100% renovable** requiere en los **próximos 5-10 años**:

- Desarrollar **generación renovable, almacenamiento y gestión de la demanda** (estas actuaciones conllevarían 1.500-2.000 M€ de inversión en el periodo 2020-2030):
  - En los primeros años (2020-2025) se requeriría instalar de media **125-135 MW al año** y 210-230 MW/año entre los años 2025-2030, frente a la potencia total instalada que había en 2019 de ~100 MW, para poner al sistema en el camino de alcanzar su descarbonización completa.
  - Para alcanzar un **70% de penetración renovable en 2030** de forma eficiente sería necesario instalar **2 GWh de almacenamiento y gestión de la demanda**.
- **Realizar actuaciones en el parque de generación térmico** que faciliten la integración de renovables, minimicen las emisiones GEI acumuladas y garanticen la seguridad de suministro (estas actuaciones conllevarían una inversión de menos de 100 M€ en los próximos 10 años):
  - Al igual que en el sistema canario, por seguridad de suministro se requiere que algunas centrales térmicas estén acopladas a mínimo técnico para responder de inmediato a cambios en el sistema (demanda, caída de grupos de generación o de la interconexión). **La hibridación de grupos térmicos con baterías** permitiría a estos aportar capacidad de respuesta mientras permanecen parados, lo que permite reducir el coste operativo y las emisiones asociadas, e incrementar la penetración de renovables al crease un mayor “hueco” para estas.
  - La **central térmica de la isla de Formentera** cumplirá 59 años en 2025, y se requiere una solución a la necesidad de grupos electrógenos durante el verano.
  - La **adaptación de la central de Mahón a consumir gas natural** conllevaría una reducción del 25% de las emisiones GEI y de un 30% del coste variable de producción.

### **Demanda y generación en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla**

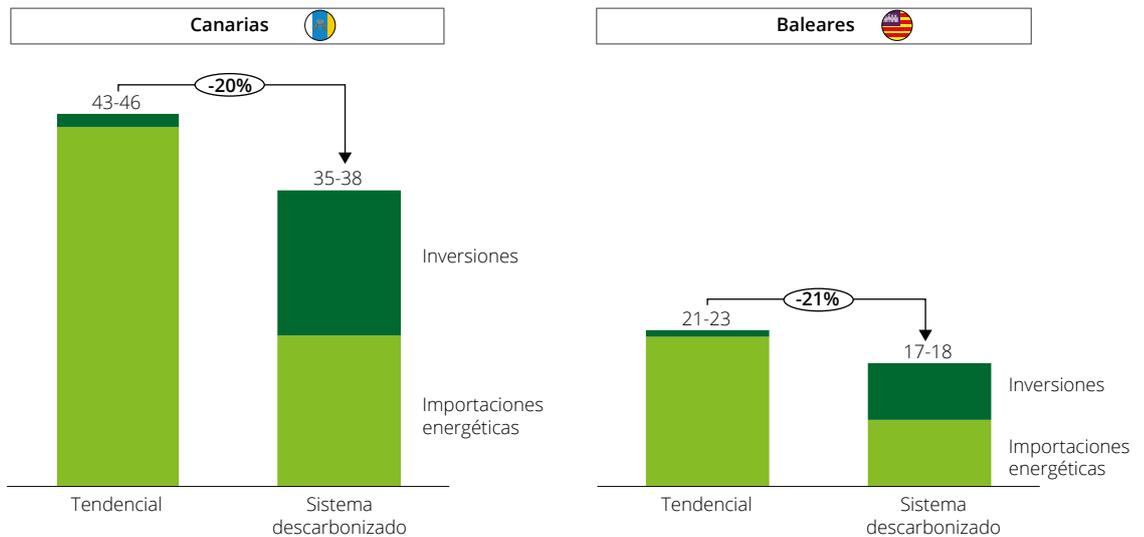
Una electrificación completa del consumo de energía final en Ceuta y Melilla en el año 2040 implicaría un incremento de la demanda eléctrica en estos sistemas desde los 420 GWh al año actuales (~210 GWh cada sistema) a 850 GWh, lo que supondría un incremento anual del ~3,5%.

**En Ceuta existe la posibilidad de desarrollar interconexiones eléctricas con la península** (ya hay una infraestructura planificada), que cubriría la práctica totalidad de la demanda con importación de renovables desde la península. Esta interconexión se complementaría fundamentalmente con autoconsumo, ya que existe una importante limitación de espacio para desarrollar instalaciones a gran escala. Aunque se ponga en funcionamiento dicha interconexión, será imprescindible mantener capacidad de generación firme para funcionar en caso de incidencia en el cable submarino.

En el caso de **Melilla**, el desarrollo de una interconexión eléctrica con la península es más complejo, debido a la mayor distancia (~10 veces más que en el caso de Ceuta). La solución para un sistema eléctrico 100% descarbonizado en este territorio en 2040 **debe pasar necesariamente por desarrollar generación con combustibles renovables** (biomasa, biogás, combustibles producidos a partir de electricidad renovable, como el hidrógeno), apoyada por autoconsumo. El sistema eléctrico de Melilla requiere acometer **antes de 2025 las actuaciones necesarias para extender la vida útil de 9 MW y sustituir 22 MW de capacidad** e impulsar la **adaptación del resto de grupos de generación actuales a consumir gas natural**.

Alcanzar los sistemas eléctricos planteados en Ceuta y Melilla para el año 2040 requeriría de una inversión de 280-300 M€.

**Cuadro 3: Gasto e inversión energética acumulada en el periodo 2020-2050<sup>(1)</sup>**  
(miles de M€<sub>2020</sub>)



(1) Precio de materias primas: producto petrolífero: 40-50 \$/barril; gas natural: 15 €/MWh; derechos de emisión de CO<sub>2</sub>: 25 €/tnCO<sub>2</sub>eq en 2020 y 50 €/tnCO<sub>2</sub>eq en 2050

Fuente: análisis Monitor Deloitte

### Redes eléctricas en los Sistemas No Peninsulares (SNP)

Las **redes eléctricas han tenido un rol muy relevante** en la modernización de los sistemas eléctricos de los TNP, incluyendo planes de inversión enfocados a la mejora de la **calidad de suministro, la respuesta ante interrupciones y la actualización** de la red. Esto ha permitido mantener una calidad de suministro alineada con el sistema peninsular y el despliegue de casi 2 millones de contadores inteligentes en los últimos años.

Las **redes eléctricas son facilitadores clave de la descarbonización** y deben permitir la **integración de generación renovable y de recursos distribuidos** (i.e., vehículos eléctricos, almacenamiento, autoconsumo), así como el desarrollo de una gestión de la demanda.

### Inversiones y beneficios de la descarbonización

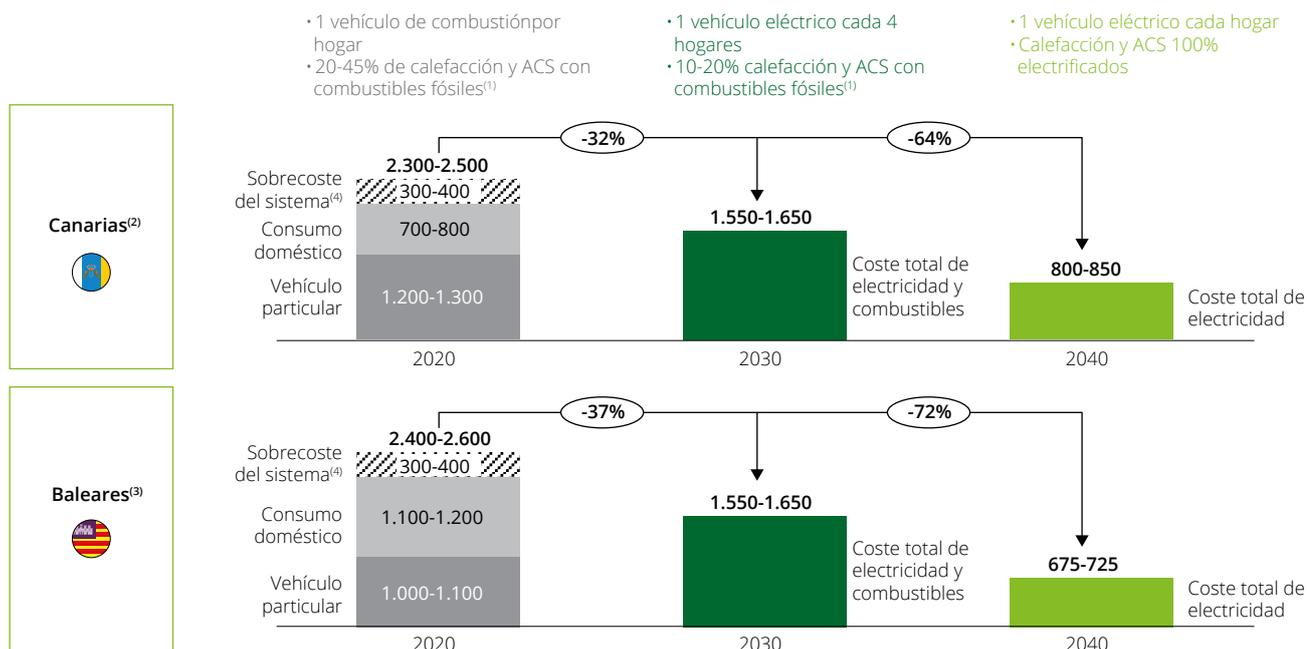
El desarrollo de las actuaciones planteadas para la descarbonización de los TNP en 2040 requiere un esfuerzo en todos los sectores de actividad. La inversión adicional<sup>1</sup> necesaria en el periodo 2020-2040 sería de **18-22 mil M€ en la Islas Canarias (~10.000 € de media por habitante a lo largo de todo el periodo)** y de **10-12 mil M€ en Baleares (~9.000 € por habitante)**. Estas inversiones conllevan beneficios relevantes:

- Conseguirán **descarbonizar completamente el modelo energético** de los territorios no peninsulares para el año 2040, y **reducir las emisiones GEI para 2030** (en un 32% en Canarias y un 40% en Baleares, en comparación con 2017). El **80-85% de las emisiones GEI** se eliminarían con **actuaciones que tienen un coste de abatimiento negativo y equipos/tecnologías disponibles**.
- Si consideramos de manera conjunta las inversiones y las importaciones de productos energéticos de manera acumulada, el escenario planteado requiere un 20% menos de recursos económicos que un escenario tendencial (ver Cuadro 3). Es decir, **la descarbonización permite transformar gasto en inversión productiva**. La **dependencia energética** (porcentaje de la energía primaria consumida producida fuera del territorio) **también se reduciría**, pasando de ser del 90-95% en la actualidad al 0-10% en Canarias y del 30-40% en Baleares en 2040.
- El **coste medio de generación** de electricidad en los TNP **se reduciría en un 30-40% en 2030 y un 40-60% en 2040**, respecto al coste actual.

<sup>1</sup> La inversión adicional se define como la diferencia de inversiones entre la opción considerada en el estudio como actuación energéticamente sostenible y la opción convencional (por ejemplo, diferencia de inversión entre un vehículo eléctrico y un vehículo convencional)

**Cuadro 4: Coste energético anual de un hogar medio**

(€/año; 2020, 2030, 2040)



(1) Producto petrolífero y gas natural (este último únicamente en el caso de Baleares)

(2) Coste GLP 0,6 €/l; Precio electricidad para consumidor: 180 €/MWh en 2020, 150 €/MWh en 2030, 120 €/MWh en 2040; Coste electricidad real: 280 €/MWh en 2020, 205 €/MWh en 2030, 165 €/MWh 2040; kilometraje anual 18.000 km, coste de combustible 1 €/l

(3) Coste GLP 0,8 €/l; Coste gas natural 60 €/MWh Precio electricidad para consumidor: 180 €/MWh en 2020, 150 €/MWh en 2030, 120 €/MWh en 2040; Coste electricidad real: 260 €/MWh en 2020, 185 €/MWh en 2030, 135 €/MWh 2040; kilometraje anual 12.000 km, coste de combustible 1,2 €/l

(4) Coste de generación eléctrica soportada solidariamente por el conjunto del sistema eléctrico

Fuente: análisis Monitor Deloitte

- La relación entre energía final y energía primaria pasaría de ser del 70% en el año 2019 al 80-90% en 2040, debido principalmente a la mayor penetración de generación renovable. **El consumo de energía final se reduciría un ~35%**, comparado con la actualidad, gracias a la electrificación de la economía.
- El incremento de eficiencia energética y la reducción del coste de la electricidad repercutirá directamente en el **gasto energético de las familias en los TNP, que disminuirá un 65-72% para el año 2040** (ver Cuadro 4).
- La **creación de empleos**, derivada del desarrollo de renovables en estos territorios, podría alcanzar los **30-60 mil en Canarias y los 15-30 mil en Baleares** (directos e indirectos) de manera acumulada en el periodo 2020-2040.

**Recomendaciones**

**Marco general de planificación de la transición energética**

- Desarrollar en cada Comunidad Autónoma un **Plan de Transición Energética** específico para el territorio, consensado con el MITERD, que incluya objetivos vinculantes de reducción de emisiones GEI a 2030 y 2040, este último 100% descarbonizado y principales políticas y medidas.
- Aprobar una **Ley de Cambio Climático y Transición Energética** a nivel autonómico (o modificar, en caso necesario, las leyes ya aprobadas) que permitan el desarrollo normativo de las medidas analizadas.

**Descarbonización de la demanda final**

- Definir una **planificación del transporte** a nivel autonómico que incluya objetivos concretos de penetración de vehículos eléctricos y cambio modal, así como las medidas de detalle para su consecución. Impulsar que los Cabildos, Consells Insulares y los Ayuntamientos de las principales ciudades elaboren **Planes de Movilidad** para cada zona de responsabilidad.
- Fomentar la **penetración de la movilidad eléctrica** en el transporte de pasajeros: movilizar inversión privada en red de infraestructura de recarga de acceso público; incentivos al despliegue de vehículo eléctrico en taxis, vehículos de turismo con conductor (VTC), flota pública y canal alquilador; obligatoriedad de adquirir autobuses eléctricos a partir del año 2025 y plan específico de despliegue de la infraestructura de recarga necesaria para el transporte ligero de mercancías.

## Impulsar el desarrollo de autoconsumo requiere revisar y reducir las exigencias de las normativas urbanísticas municipales, bonificaciones del IBI a su instalación y un plan de apoyo económico que refleje las ventajas adicionales del autoconsumo en los TNP

- Impulsar el **cambio modal** hacia el transporte público y medios no motorizados: plan de mejora del transporte público y dotación presupuestaria para su ejecución; limitaciones graduales al uso del vehículo particular y facilidades al uso de modos de transporte no motorizados.
- Modificar la **fiscalidad para incentivar la penetración de vehículos eléctricos y la sustitución del parque móvil actual por turismos más eficientes**: deducción en el IRPF por la compra de un vehículo eléctrico; eliminar el impuesto de matriculación y crear un nuevo tramo del impuesto de circulación que grave la emisión de elementos contaminantes, en función de la etiqueta ambiental de la DGT.
- Impulsar la penetración de la **bomba de calor en el sector residencial**: calendario para limitar la instalación de nuevas calderas térmicas; bonificaciones del IBI a su instalación; plan de apoyo para la renovación de equipos térmicos eléctricos (termos y radiadores eléctricos) por bomba de calor debido al ahorro de costes que produce al sistema eléctrico y mecanismos de ayuda a la financiación.
- Impulsar el desarrollo del **autoconsumo**: revisar y reducir las exigencias de las normativas urbanísticas municipales; bonificaciones del IBI a su instalación; plan de apoyo económico que refleje las ventajas adicionales del autoconsumo en los TNP (evita una generación térmica de mayor coste y factor de emisión y reduce el uso del suelo para otro tipo de generación).
- Establecer planes específicos para la **renovación de equipos térmicos de ACS y climatización a bomba de calor en el sector hotelero**.
- Crear **deducciones de Impuesto de Sociedades** para inversiones alineadas con la transición energética.

### Renovables, almacenamiento y seguridad de suministro

- Desarrollar una **planificación eléctrica a 5 y 10 años para cada subsistema**, soportado por los análisis del Operador del Sistema, que incluya evolución de la demanda, evolución de los niveles de seguridad de suministro y actuaciones necesarias en el parque térmico de generación.
- **Impulsar la penetración de generación renovable**:
  - Eliminar las **barreras administrativas** al desarrollo de renovables existentes en las **Islas Canarias**: agilizar los procesos administrativos; modificar requisitos administrativos que restringen el desarrollo renovable; reactivar la utilización de la declaración de interés general; y elaborar un plan de ordenación del suelo orientado a su impulso.
  - En las Islas Baleares, introducir **medidas legales adicionales** a las ya desarrolladas que permitan **acelerar las inversiones**, así como darles mayor seguridad jurídica: desarrollar cómo llevar a cabo la participación local en proyectos renovables de más de 5 MW, sin que ello suponga un freno a estos proyectos; desarrollar y regular un banco de conservación que permita objetivar las medidas compensatorias que hoy se exigen en las declaraciones de impacto ambiental; agilizar la definición de zonas prioritarias que se establece en la Ley de Cambio Climático; y eliminar las barreras a la instalación de seguidores solares.
  - Desarrollar un **sistema de subastas específico** para la penetración de renovables adaptado a las casuísticas particulares de los TNP y que generen la señal de precio a la inversión. Las subastas deberían convocarse, al menos, una vez al año y desarrollarse por tecnología.

- Eliminar la **limitación existente a que los operadores desarrollen inversiones** en generación en función de su posición actual en generación térmica, para incentivar la competencia en el desarrollo de las nuevas instalaciones necesarias para descarbonizar los TNP.
- **Desarrollar sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda:** definir un mecanismo retributivo; habilitar o adaptar los diferentes mecanismos de gestión de la demanda (agregador de demanda, gestión de la carga de vehículos eléctricos, interrumpibilidad); desarrollar el procedimiento de operación para el almacenamiento y la gestión de la demanda.
- **Ejecutar actuaciones en el parque de generación térmica** en el corto plazo (ver detalle de actuaciones en Anexo I):
  - Sustituciones de los grupos de generación de mayor antigüedad por grupos modernos y más eficientes: 300-340 MW en Canarias, 11 MW en Baleares, 22 MW en Melilla, entre 2020 y 2025.
  - Extensiones de la vida útil de grupos que cumplan más de 25 años: 425 MW en Canarias, 475 MW en Baleares, 9 MW en Ceuta y 9 MW en Melilla, entre el año 2020-2025.
  - Hibridaciones de plantas térmicas con sistemas de baterías acoplados para optimizar su operación y facilitar la penetración de renovables: 278 MW en Canarias y 133 MW en Baleares.
  - Adaptación de centrales térmicas al consumo de gas natural como combustible, prioritariamente en: Ciclos Combinados de Granadilla (Tenerife) y Barranco de Tirajana (Gran Canaria) y central de Mahón (Menorca).
- Modificar la **metodología utilizada para definir el precio horario de venta de energía en los SNP**, para que se incentive a la demanda a consumir en horas con mayor recurso renovable y dar una señal eficiente a la operación de la generación y el almacenamiento.
- Adaptar las **tarifas eléctricas para dar las señales adecuadas para la electrificación** y que la demanda traslade su consumo a las horas más adecuadas en cada sistema.



- Realizar **modificaciones en la fiscalidad eléctrica** para reducir su coste final y facilitar la electrificación de consumos en edificación e industria: IVA reducido (IGIC en el caso de Canarias, IPSI en el caso de Ceuta y Melilla) para el consumo de electricidad y eliminar los impuestos a la generación de la Ley 15/2012.
- **Mitigar barreras para el desarrollo de redes eléctricas**, tales como desarrollar la figura de proyectos de interés estratégico y definir trámites ágiles y simples para autorizaciones medioambientales y administrativas.

#### **Los territorios no peninsulares como banco de pruebas**

- Definir un **plan estratégico para desarrollar tecnologías con menor grado de despliegue** en el sistema peninsular: hidrógeno, almacenamiento, gestión de la demanda y generación renovable *off-shore*, que incluya un plan para desarrollar programas de I+D y pruebas piloto y capturar inversiones europeas y estatales para estos proyectos.

#### **Empleo y actividad económica**

- Impulsar las **iniciativas de creación de actividad económica y de empleo en actividades relacionadas con la transición energética** en los TNP. Dentro de estas iniciativas, será especialmente relevante desarrollar un plan de formación y capacitación profesional a empresas y trabajadores para adaptar las competencias a los requerimientos que estas oportunidades necesitan.
- Desarrollar una **estrategia específica para la transición energética del sector turístico**, que identifique sus barreras y condicionantes particulares.

\* \* \*

Descarbonizar los territorios no peninsulares antes (2040) que en la península (2050) es viable, económicamente rentable y permitiría adquirir una experiencia que podría ser aprovechada en el despliegue de nuevas tecnologías en la península. La transición energética en estos territorios debe ser una prioridad para todas las Administraciones Públicas y agentes involucrados.



# Retos y oportunidades

## La descarbonización de la economía es una prioridad en los Territorios No Peninsulares (TNP)

Tanto la Unión Europea como España están aumentando su apuesta por la descarbonización de la economía y acelerando sus planes para impulsar la transición energética, incluso en el contexto actual:

- La consecución de un Pacto Verde en Europa es la primera prioridad de la Presidenta de la Comisión Europea, con el objetivo de maximizar los beneficios derivados de la transición energética hacia una economía libre de emisiones. Este Pacto Verde "Green Deal" plantea la ambición de que Europa sea neutra en emisiones para el año 2050, y que para 2030 las emisiones GEI<sup>2</sup> se reduzcan un 50% (con la recomendación de llegar al 55%), comparado con las emisiones de 1990.
- España ha planteado el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones GEI en 2050, y reducirlas un 20% en 2030, respecto a 1990. El Gobierno ha presentado en el año 2019 a las autoridades comunitarias un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que recoge las medidas necesarias para alcanzar dichos objetivos<sup>3</sup>, así como una evaluación de su impacto. Se encuentra actualmente en tramitación la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que sentará las bases para conseguir los objetivos planteados y servirá de marco de referencia para los desarrollos normativos posteriores.
- La crisis sanitaria provocada por el Covid19 va a dar paso a una crisis económica en España: se estima una caída del PIB del 9% en 2020 en el escenario central, que podría llegar hasta el 12%. En esta

situación, disponer de iniciativas que impulsen la actividad económica es una prioridad, y la transición energética puede y debe ser una de ellas, a través de las inversiones en energías renovables, almacenamiento, redes, cambios de equipos y eficiencia energética.

Los Territorios No Peninsulares en España (Islas Canarias, Islas Baleares, Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla) no son ajenos a la problemática del cambio climático, y están impulsando desarrollos legislativos y de planificación energética que aceleren la transición energética en estos territorios:

- La Unión Europea apuesta por acelerar la transición energética en las islas, y ha puesto en marcha la "Clean Energy for Islands Initiative"<sup>4</sup>. Esta iniciativa está destinada a reducir la dependencia energética de los territorios insulares, fomentar el uso de las fuentes de energía renovable a nivel local y promover sistemas energéticos innovadores, que permitan a las islas reducir las emisiones GEI y lograr su descarbonización.
- En las Islas Baleares se aprobó en 2019 una Ley de Cambio Climático y Transición Energética que plantea, entre otros:
  - Reducir las emisiones GEI un 40% para el año 2030 y un 90% para el año 2050, tomando como base 1990.
  - Alcanzar una penetración renovable sobre el consumo de energía final del 35% para el año 2030 y del 100% en 2050.

2 GEI: Gases de efecto invernadero

3 El PNIEC recoge medidas destinadas a alcanzar incluso mayores objetivos que los planteados en el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, como la reducción de emisiones GEI para 2030: 20% en la Ley, 23% en el PNIEC

4 Political Declaration on Clean Energy for EU Island (Valleta, 18 May 2017)

- Asegurar que en 2050 exista una capacidad instalada en las islas suficiente para suministrar, al menos, el 70% de la energía final que se consuma en este territorio.
- Prohibir la circulación de turismos diésel a partir de 2025 (excepto los ya matriculados), y de vehículos ligeros de gasolina a partir de 2035.
- Obligar a las empresas a calcular y registrar su huella de carbono, y presentar y ejecutar planes de reducción de emisiones GEI a partir de 2025.

Adicionalmente, el Consell de Govern aprobó ese mismo año la Declaración de emergencia climática en las Islas Baleares, y promulgó que “se compromete a priorizar la lucha contra el calentamiento global de manera clara y transversal”.

- En las Islas Canarias se está actualmente elaborando un Plan de Transición Energética (PTECan), con el “objetivo de alcanzar la descarbonización de la economía canaria en el año 2040 e incluso, a ser posible, antes del año 2035”. Dentro de este desarrollo se están también elaborando tres estrategias sobre aspectos relevantes para el sistema canario: autoconsumo, baterías y vehículo eléctrico. Al igual que en las Islas Baleares, el Gobierno de Canarias declaró en 2019 el estado de emergencia climática en las Islas.
- El Gobierno de Ceuta ha iniciado la elaboración del “Plan de acción ecológico” para la mejora de la calidad ambiental en la ciudad. Entre las líneas de actuación que se contemplan se incluyen medidas para mejorar la calidad del aire, el autoconsumo y la eficiencia energética en edificios. En Melilla, la Asamblea de la Ciudad aprobó recientemente una declaración por la que se compromete a la disminución del uso de combustibles fósiles, “apostando por la energía 100% renovable de manera urgente y prioritaria”.

#### Los retos de la descarbonización de los TNP

Las características especiales de estos sistemas requieren que la descarbonización de estos se realice de manera adaptada a sus retos particulares:

- Los TNP están compuestos por diferentes subsistemas, cada uno con unas características diferentes en cuanto a tamaño, capacidad de interconexión, potencial para desarrollar diferentes tecnologías, condiciones climáticas, etc. Deben

analizarse detalladamente estas diferencias para plantear soluciones que sean viables y adecuadas en cada uno de los territorios.

- Los sistemas eléctricos de los TNP son más complejos de gestionar que el sistema peninsular, por su menor tamaño, el carácter aislado, sus limitadas interconexiones entre sistemas y con la península y la falta o dificultad para acceder a recursos que sí están disponibles en sistemas continentales (gas natural, recursos hídricos, generación nuclear, etc.). Esta situación hace necesaria más capacidad de respaldo y unos mayores requerimientos de seguridad de suministro. Como consecuencia, los costes de la energía son superiores para garantizar el suministro.
- Su carácter aislado conlleva mayores costes, por ejemplo, para desarrollar infraestructuras energéticas.
- La actividad económica está muy centrada en el sector turístico, que supone un ~35% del PIB de Canarias y ~45% del PIB de Baleares. Las medidas a plantear deben tener especial consideración para no afectar la competitividad de dicho sector. Asimismo, hay que considerar la renta disponible de los ciudadanos para la adopción de las medidas requeridas en las diferentes regiones.
- Existe una mayor limitación del suelo disponible para desarrollar plantas de generación renovable, lo que dificulta conseguir las economías de escala en estas instalaciones y encontrar terrenos adecuados para su desarrollo. Esta limitación de espacio implica una especial sensibilidad ciudadana hacia el impacto que el cambio tecnológico genera en estos territorios.

Las características especiales de los territorios no peninsulares requieren que la descarbonización de estos se realice de manera adaptada a sus retos particulares

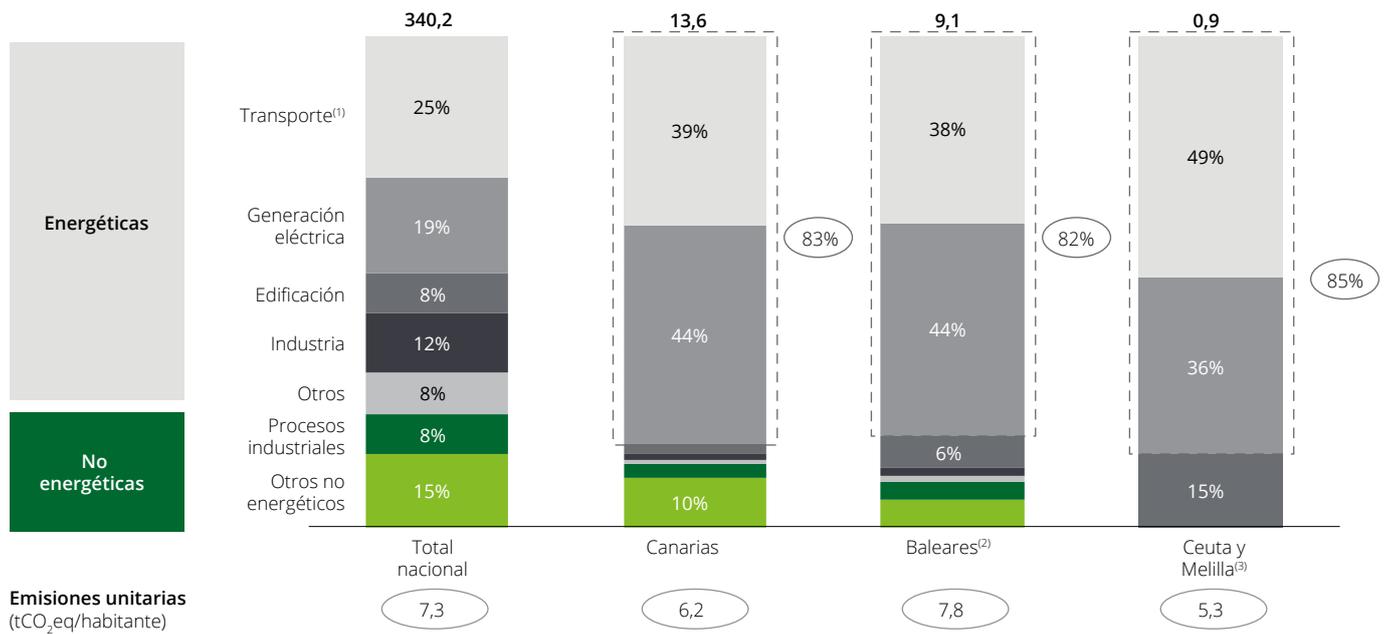
### Oportunidades de la transición energética en los TNP

La transición energética también plantea oportunidades relevantes para los TNP, que invitan a acelerar el proceso de descarbonización respecto al resto del país:

- Existen menos barreras a la transición en estos sistemas:
  - El transporte y la generación eléctrica representan el 80-85% de las emisiones GEI de los TNP<sup>5</sup>, mientras en la península las emisiones y el consumo de energía final están más repartidos entre diferentes sectores de actividad (ver Cuadro 5). A modo de comparación, estos dos sectores de actividad son responsables del ~45% de las emisiones en la península. Sectores más complejos de descarbonizar, como la industria, la agricultura o la ganadería, tienen una menor presencia en estos territorios.

- Canarias, Ceuta y Melilla cuentan con un régimen fiscal especial, tales como impuestos al consumo, impuesto de hidrocarburos, exenciones en Impuesto de Sociedades para inversiones, etc. Esta situación les dota de una mayor flexibilidad a la hora de diseñar e implantar medidas fiscales adaptadas a las necesidades específicas de la transición energética.
- Algunos territorios, como las Islas Canarias, presentan un gran potencial renovable tanto solar como eólico (ver Cuadro 6). En estos territorios pueden desarrollarse instalaciones con un gran rendimiento que faciliten su rentabilidad, a pesar de los mayores costes de instalación derivados de la logística de transporte de los equipos.
- El menor tamaño de estos territorios facilita el desarrollo de algunas tecnologías descarbonizadas, como el vehículo eléctrico.

**Cuadro 5: Emisiones GEI**  
(MtCO<sub>2</sub>eq; 2017)



(1) Considera transporte terrestre, marítimo y aéreo nacional

(2) Incluye las emisiones de la central de Alcudía (2,5 MtCO<sub>2</sub>), que se encuentra en proceso de cierre

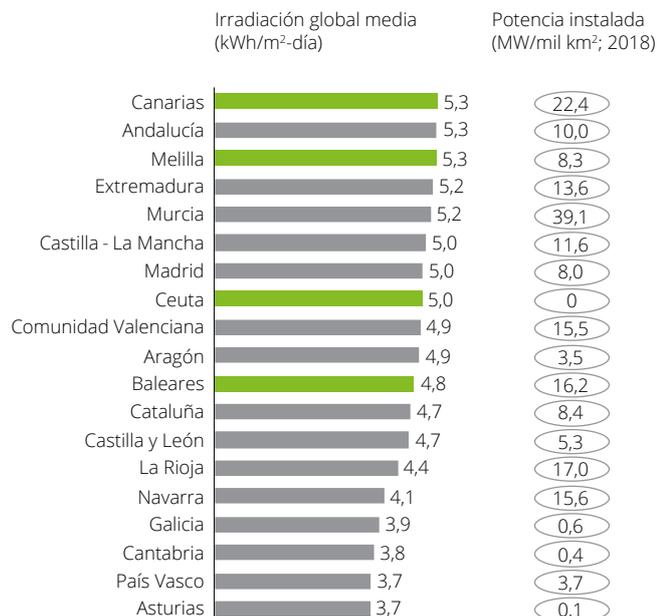
(3) Estimación a partir del consumo medio de una ciudad de clima mediterráneo. No incluye emisiones no energéticas

Fuente: MITECO; INE; Anuario Energético de Canarias; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; análisis Monitor Deloitte

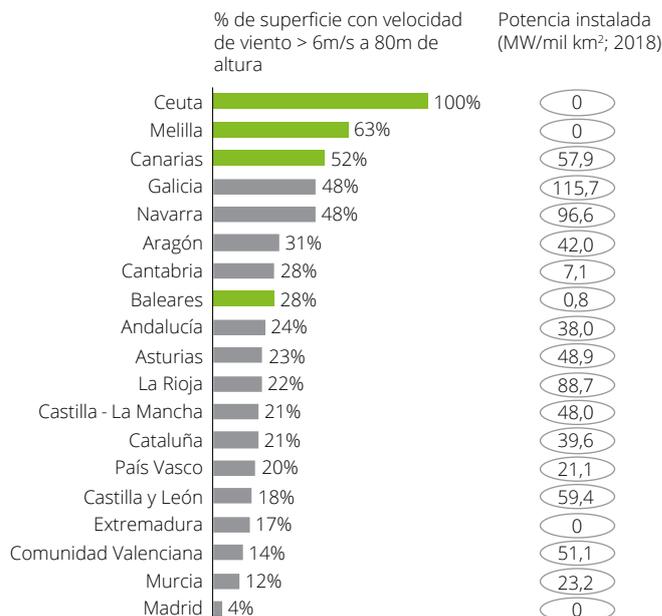
5 Incluyendo las emisiones de la CT Alcudía en Baleares, actualmente en proceso de cierre. Sin contabilizar estas emisiones, el peso de las emisiones GEI del transporte y la generación eléctrica sería del ~75%

**Cuadro 6: Potencial renovable por Comunidad Autónoma**

**Potencial fotovoltaico**



**Potencial eólico**



Fuente: IDAE; AEMET; REE; AEE; análisis Monitor Deloitte

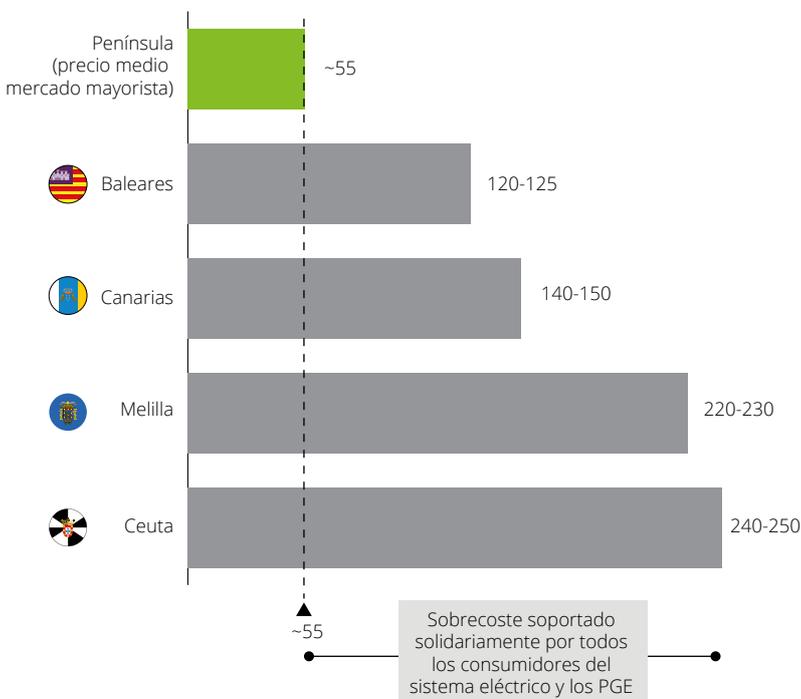
• La transición energética implica actividad económica, empleo y permite reducir costes energéticos:

– Las inversiones necesarias para la transición energética (en desarrollo de renovables, almacenamiento, infraestructura de recarga para vehículos eléctricos, etc.) pueden impulsar la creación de empleo y la actividad económica en estos territorios. Esta situación es especialmente relevante en el contexto económico actual que está provocando la crisis del Covid19.

– El modelo de turismo natural que los TNP promocionan, y que es tan relevante para su economía, está perfectamente alineado con la sostenibilidad y la descarbonización del modelo energético.

– El coste de generación eléctrica es superior al de la península, debido a las tecnologías de generación existentes, la dificultad para capturar economías de escala y al mayor coste de combustible (ver Cuadro 7). En las Islas Canarias, el coste completo de generación eléctrica<sup>6</sup> es de 140-150 €/MWh y en las Islas Baleares de 120-125 €/MWh, mientras el precio medio del mercado mayorista de generación en la península se sitúa en ~55 €/MWh. La penetración de tecnologías renovables reduciría

**Cuadro 7: Coste medio de generación por sistema eléctrico (fijo+variable) (€/MWh; 2019)**



Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

6 Costes variables de funcionamiento más costes fijos (incluyendo retribución de inversiones)



significativamente estos costes y generaría un ahorro en el sistema en su conjunto, ya que esta diferencia del precio es soportada solidariamente por todos los consumidores eléctricos y los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

- El pequeño tamaño de estos sistemas y su carácter aislado los convierten en lugares ideales como bancos de pruebas para proyectos de I+D de nuevas tecnologías, como el almacenamiento energético, la gestión de la demanda, tecnologías renovables *off-shore*, movilidad eléctrica o redes inteligentes. Estas tecnologías pueden probarse en estos sistemas con proyectos piloto y aprender en su desarrollo, antes de adaptarse para un despliegue a gran escala en el sistema peninsular.

Por tanto, existe la oportunidad de plantear una mayor ambición en la descarbonización de los TNP que para el resto del país. Adelantar los objetivos de reducción de emisiones implicaría anticipar inversiones, fomentar la actividad económica e incentivar un modelo energético sostenible, compatible con el modelo de turismo existente. Este estudio analiza las actuaciones necesarias para conseguir un modelo energético 100% descarbonizado<sup>7</sup> en los TNP para el año 2040, y se demuestra que es viable y beneficioso para estos territorios y para el conjunto del país.

7 El presente estudio no cubre el alcance de las medidas a tomar para la reducción de emisiones no energéticas: agricultura, silvicultura, usos del suelo, gestión de residuos, etc. Estos sectores representan un porcentaje muy pequeño del total de emisiones de los TNP

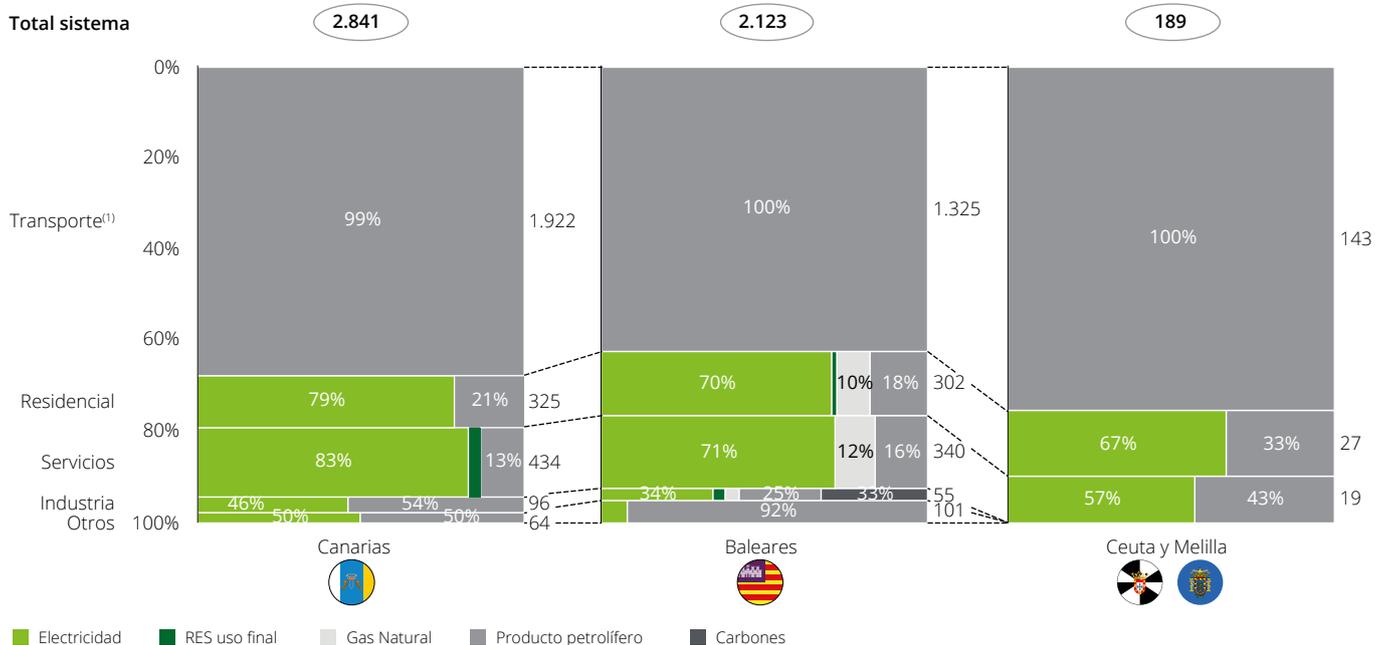
# Electrificación de la demanda de energía final

## Consumo de energía final

El 60-80% del consumo de energía final en los Territorios No Peninsulares se concentra en el sector transporte, en el que predomina el uso de productos petrolíferos (ver Cuadro 8). Los sectores residencial y servicios suponen un peso más reducido en el consumo (20-30%) y presentan un elevado grado

de electrificación (70-80%), debido a la climatología más suave de estos sistemas, que supone un menor consumo de calefacción que en la península y un mayor peso de tecnologías eléctricas para este uso. El sector industrial tiene un peso muy inferior en el modelo energético respecto a la península (~5%), debido a su menor desarrollo.

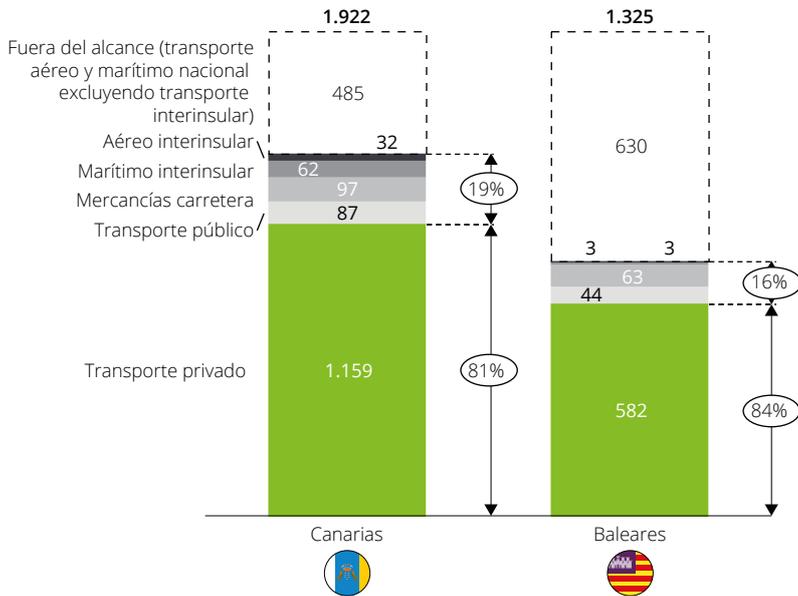
**Cuadro 8: Consumo de Energía final para usos energéticos por sector y vector energético** (%; ktep; 2018)



(1) Incluye todo el transporte (terrestre, marítimo y aéreo) interno del SNP, y entre el SNP y otro punto de España. No incluye el internacional. En el caso de Baleares, dentro del consumo del transporte marítimo, incluye únicamente el interno del SNP

Fuente: Anuario Energético de Canarias; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; MITECO; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 9: Consumo de energía final en transporte<sup>(1)</sup>**  
(ktep; 2018)



(1) Incluye transporte interinsular y nacional (entre los SNP y la península). En el caso de Baleares incluye también el transporte aéreo internacional al no reportarse de manera desagregada  
Fuente: MINETUR; IDAE; INE; Anuario Energético de Canarias; Plan Director Sectorial de Movilidad de las Illes Balears 2019-2026; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; anàlisi Monitor Deloitte

**Sector transporte**

El sector transporte es responsable del 40-50% del total de las emisiones GEI en los TNP (5,3 MtCO<sub>2</sub>eq en las Islas Canarias y 3,5 en las Islas Baleares en 2017). El transporte particular de pasajeros por carretera supone el 80-85% del consumo de energía final del sector transporte analizado<sup>8</sup> (ver Cuadro 9), teniendo un consumo muy inferior el transporte público (6%), el transporte de mercancías por carretera (7-9%), el transporte marítimo interinsular (1-4%) y el transporte aéreo interinsular (1-2%).

**El transporte de pasajeros por carretera**

La descarbonización del transporte de pasajeros por carretera requiere apoyar el desarrollo del vehículo eléctrico, renovar la flota actual con vehículos más eficientes y el cambio modal a transporte público y medios no motorizados.

El Vehículo Eléctrico (VE) es una solución viable en los TNP ya que presenta menores limitaciones para su adopción que en el resto del país, aunque aún soporta barreras relevantes para una penetración masiva.

- Es una solución viable, que reduce emisiones GEI y mejora la calidad del aire:
  - El VE tiene un menor coste completo<sup>9</sup> que el vehículo convencional en Canarias y Baleares para clientes particulares (ver Cuadro 10), debido al mayor kilometraje anual que los usuarios realizan en estos sistemas, lo que permite reducir sus costes totales por km recorrido al explotar su mayor eficiencia<sup>10</sup>. En Canarias también influye la exención del IGIC en la compra de vehículos eléctricos. Para el sector del alquiler, bajo el modelo de negocio actual, el VE no es más económico, ya que la empresa alquiladora debe asumir un mayor coste inicial por el vehículo, que no es compensado con el menor coste en combustible ya que este lo abona el cliente. Estos negocios deberían modificar el modelo de precios para explotar de modo rentable el alquiler de VE en estos territorios.

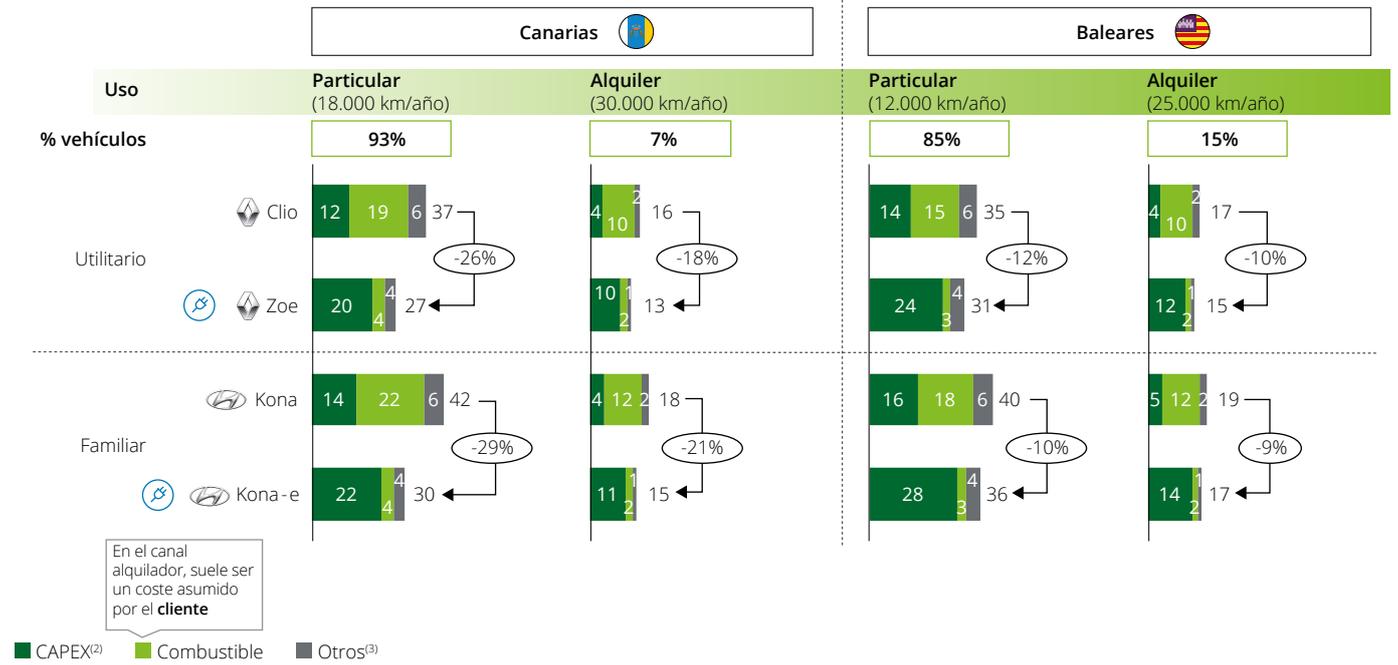
La descarbonización del transporte de pasajeros por carretera requiere apoyar el desarrollo del vehículo eléctrico, renovar la flota actual con vehículos más eficientes y el cambio modal a transporte público y medios no motorizados

8 Este estudio únicamente analiza las soluciones de descarbonización en el transporte interinsular, al considerarse que las medidas para el transporte aéreo y marítimo nacional e internacional requieren de soluciones coordinadas a nivel europeo y mundial

9 Incluyendo todos los costes incurridos durante la vida útil del vehículo (coste inicial, combustible, mantenimiento, seguro, impuestos, etc.)

10 Un VE requiere menos energía para realizar el mismo recorrido. Por ejemplo, un vehículo convencional con un consumo real de 8,5 l/100km (80 kWh/100km), mientras un vehículo eléctrico presenta un consumo medio de 15 kWh/100 km

**Cuadro 10: Coste total de vehículo eléctrico y convencional para diferentes tipos de uso<sup>(1)</sup>**  
(miles de €)



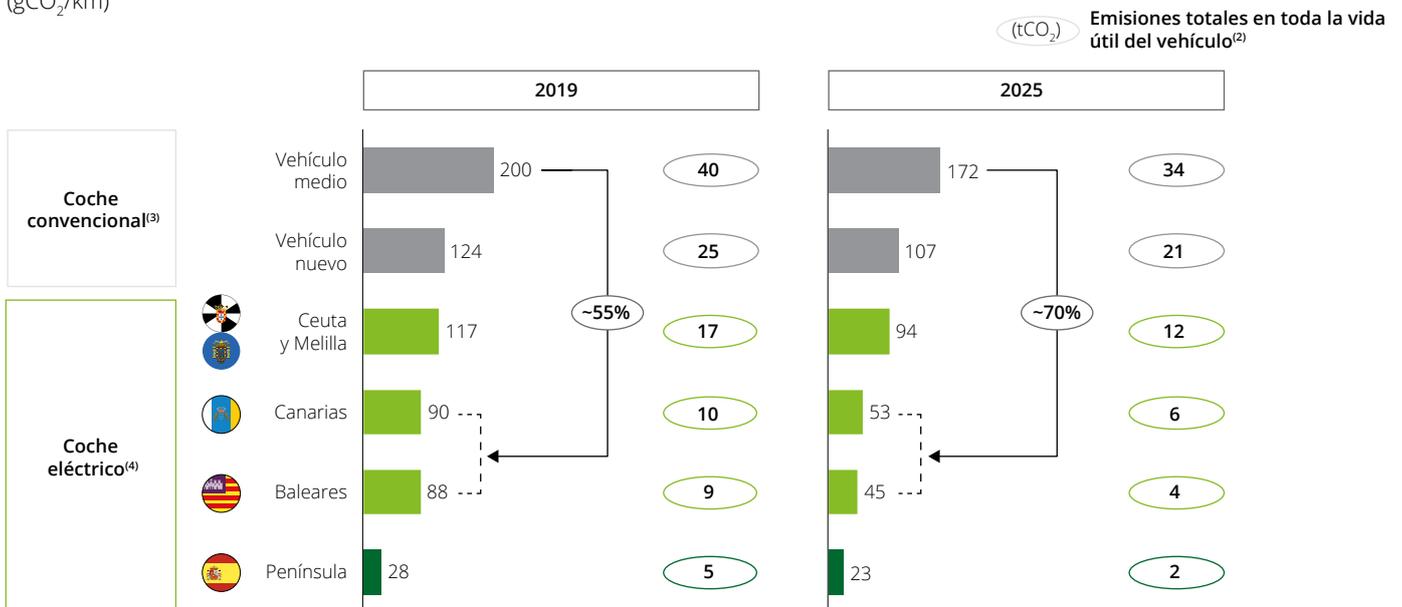
(1) Vida útil: 12 años el particular y 4 años el de alquiler. Precio combustible: 1,0 €/l en Canarias y 1,2 €/l en Baleares. Precio electricidad: 0,12 €/kWh. Consumo WLTP por 100km: Renault Clio 8,7 l; Renault ZOE 15 kWh; Hyundai KONA 10,1 l; Hyundai KONA Eléctrico 15 kWh. Incluye coste de punto de recarga vinculado  
 (2) Para los EV, incluye ayudas correspondientes al plan MOVES. Dentro de los de alquiler, supone un valor residual del 70% para los ICE y del 50% para los EV  
 (3) Incluye costes de seguro, mantenimiento e impuestos anuales  
 Fuente: INE; Anfac; Renault; Hyundai; análisis Monitor Deloitte



- La autonomía actual de los vehículos eléctricos, más de 300 km en la mayoría de los modelos comercializados, permite su uso en los TNP sin limitaciones. Un trayecto completo alrededor de la isla de Tenerife supone una distancia de unos 250 km, 210 km en Gran Canaria y 320 en Mallorca. Adicionalmente, tal y como ocurre en la península, la gran mayoría de los trayectos recorridos en vehículo particular son de corta distancia. Por ejemplo, el 70% de trayectos en vehículo particular en la isla de Tenerife son de menos de 30 km.
- Las emisiones GEI de un vehículo eléctrico en los TNP, contabilizando las emisiones generadas para la producción de electricidad, ya son un 55% inferiores a las emisiones directas de un

vehículo convencional medio (ver Cuadro 11). Considerando la reducción del factor de emisión del sistema eléctrico por la penetración de renovables, un vehículo eléctrico en Canarias y Baleares emitiría a lo largo de su vida útil 10 y 9 tCO<sub>2</sub>eq respectivamente, mientras un vehículo convencional medio del parque emitiría 40 y uno nuevo 25 tCO<sub>2</sub>eq. Los vehículos eléctricos ya matriculados pueden reducir sus emisiones según se progrese en la descarbonización del parque de generación. Por tanto, es necesario acompañar la penetración del VE con la generación renovable en los TNP, para aprovechar el máximo potencial de reducción de emisiones de esta tecnología..

**Cuadro 11: Emisiones medias y durante la vida útil de un vehículo comprado en 2019 y 2025<sup>(1)</sup>**  
(gCO<sub>2</sub>/km)



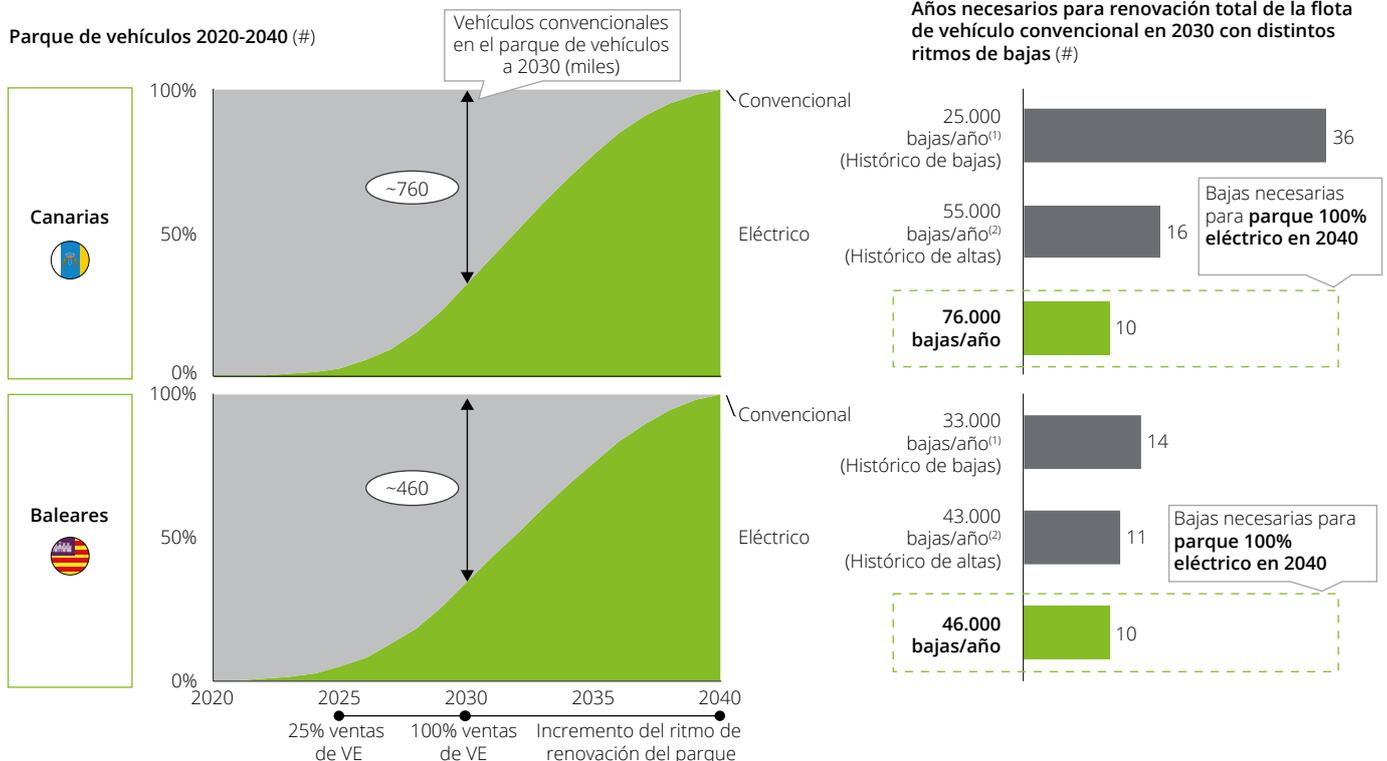
(1) Kilometraje medio 15.000 km/año a efectos de comparación; vida útil de 12 de años; factor de emisión 2019: Ceuta y Melilla: 0,78 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Baleares: 0,59 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Canarias: 0,60 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Península: 0,19 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Factor de emisión 2025: Ceuta y Melilla: 0,67 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Baleares: 0,35 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Canarias: 0,30 kgCO<sub>2</sub>/kWh; Península: 0,15 kgCO<sub>2</sub>/kWh  
 (2) Hipótesis penetración renovables en sistema eléctrico 2030: 60% Canarias, 70% Baleares; 2040: 100% en ambos territorios  
 (3) Consumo coche gasolina 2019: 9 l/100km (medio), 5,6 l/100km (nuevo); Consumo coche gasoil 2019: 8 l/100km (medio), 4,9 l/100km (nuevo); Consumo coche gasolina 2025: 7,7 l/100km (medio), 4,8 l/100km (nuevo); Consumo coche gasoil 2025: 6,7 l/100km (medio), 4,2 l/100km (nuevo)  
 (4) Consumo coche eléctrico: 15 kWh/100km  
 Fuente: DGT; Comisión Europea; REE; fabricantes de coches; análisis Monitor Deloitte

- A pesar de sus ventajas, persisten barreras para su adopción masiva:
  - La insuficiente infraestructura de recarga, especialmente para aquellos usuarios que no disponen de una plaza de garaje para instalar un punto de recarga particular. Aunque existe infraestructura de acceso público (más de 250 puntos de recarga en Canarias y de 400 en Baleares), la gran mayoría de estos puntos no están accesibles libremente, ya que se encuentran ubicados en hoteles, concesionarios, talleres, etc. y, otra cantidad significativa no están operativos<sup>11</sup>, o funcionan a muy baja potencia.
  - El vehículo eléctrico tiene, actualmente, un mayor coste inicial de adquisición que un vehículo convencional comparable. Para modelos utilitarios y familiares, este sobrecoste puede ser de 8.000-10.000 €. A pesar de compensarse dicho sobrecoste con el ahorro en combustible a lo

largo de la vida útil del vehículo, aún sigue siendo una barrera para su adquisición por parte de particulares, especialmente en territorios con menores rentas.

- Conseguir el objetivo del 100% de penetración de VE en el año 2040 requiere un esfuerzo relevante de reposición del parque de turismos, especialmente en Canarias. En caso de que a partir de 2030 todos los nuevos vehículos matriculados fuesen eléctricos, aún quedaría en el parque una gran cantidad de vehículos convencionales en ese año: 760 mil en Canarias y 460 mil en Baleares. Con las tasas actuales de bajas del parque se requerirían 36 y 14 años respectivamente para retirar la totalidad de estos vehículos de combustión (ver Cuadro 12), por lo que se deberían impulsar medidas para incrementar la tasa de renovación, y conseguir retirar en 10 años la totalidad de estos turismos convencionales.

**Cuadro 12: Evolución del parque de vehículos por tecnología**



11 A día 12 de febrero de 2020, el 24% de los puntos de recarga en vía pública de Canarias y el 32% en Baleares de encontraban fuera de servicio en la página de búsqueda de puntos de recarga Electromaps. La experiencia de usuarios de VE consultados sugiere que esta cifra es aún mayor en la realidad

A pesar de todo, es previsible que la mayoría de los turismos vendidos en los TNP en los próximos cinco años sigan siendo vehículos convencionales de combustión (se estima que en 2025 el 75% de los nuevos vehículos serán aún convencionales).

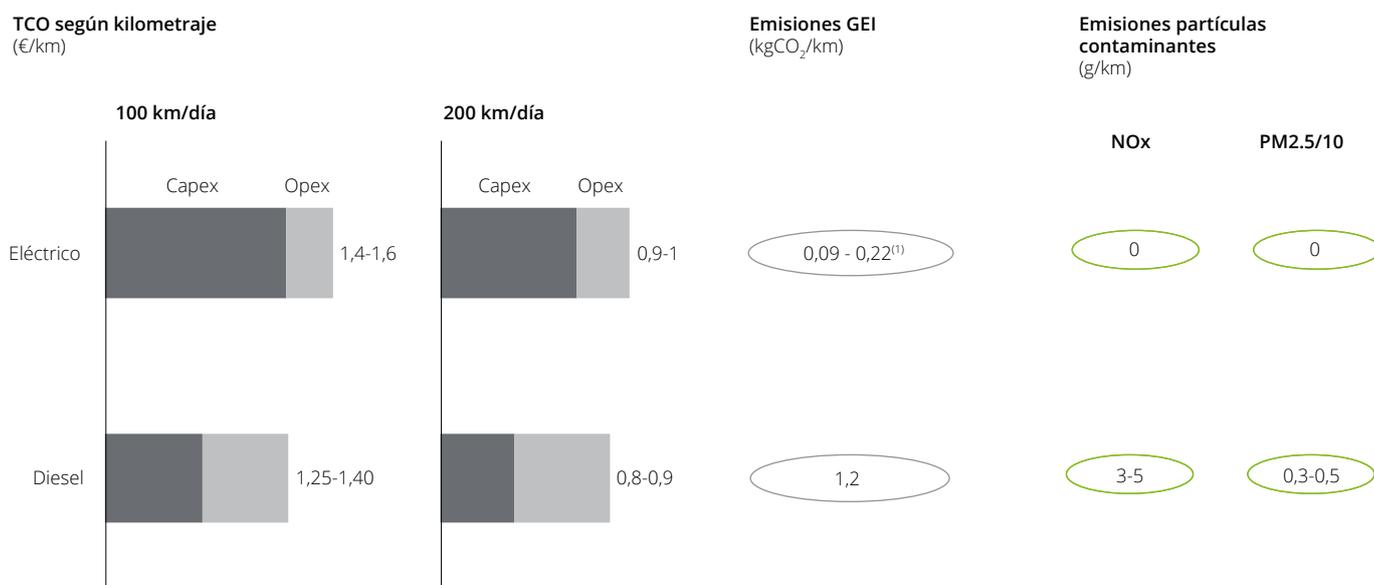
El cambio modal a transporte público es una medida que permite reducir las emisiones GEI por pasajero-km un ~70%, en caso de autobús convencional<sup>12</sup> (factor de emisión de ~50 gCO<sub>2</sub>/pasajero-km) frente a un vehículo particular medio (150-200 gCO<sub>2</sub>/pasajero-km<sup>13</sup>). Esta actuación también permite reducir la congestión en las ciudades, ya que un autobús puede desplazar en un mismo vehículo 10-20 veces más pasajeros que un turismo particular. El incremento de su adopción requiere superar las barreras actuales:

- En los territorios analizados existe la necesidad de mejorar el nivel de oferta y calidad del servicio. Esta situación es más relevante en Baleares, donde se ha planteado el objetivo de reducir un 20% el uso del vehículo particular<sup>14</sup> mediante el incremento de la oferta de transporte público, la creación de carriles bus VAO y otras medidas de incentivo.
- El transporte público resulta, en general, menos cómodo para el usuario que el vehículo particular, ya que normalmente no permite realizar trayectos "puerta a puerta" y supone mayores tiempos de

desplazamiento. Esta situación explica que, en caso de ser posible y no existir restricciones, los usuarios optan mayoritariamente por desplazarse en sus vehículos particulares. En los TNP existen pocas limitaciones al uso de turismos, únicamente la existencia de parquímetros en algunos núcleos urbanos. Además, los núcleos urbanos, las zonas de ocio y comerciales, y las zonas residenciales están más dispersas, lo que favorece el uso del transporte privado.

La electrificación del transporte público (autobús eléctrico o autobús de hidrógeno) es una medida que debe acompañar al cambio modal. El autobús eléctrico permite reducir las emisiones GEI, especialmente si se acompaña de una descarbonización del sistema eléctrico, y de elementos contaminantes que influyen en la calidad del aire (ver Cuadro 13). Actualmente, el autobús eléctrico tiene un coste completo mayor que otras tecnologías, para usos de menos de 200 km al día, pero la esperada reducción del coste de las baterías implicará una mejora de su competitividad frente a autobuses convencionales. El autobús de hidrógeno aún presenta incertidumbres sobre la evolución de sus costes, aunque los analistas apuntan a que, a partir de 2030, puede ser una tecnología competitiva, considerando producción local del hidrógeno.

**Cuadro 13: Coste completo y emisiones de un autobús por tecnología**



(1) Mix actual: 0,22; mix 2030: 0,09  
Fuente: FMI; Comisión Europea: "ZeEUS eBus Report"; BNEF; análisis Monitor Deloitte

12 Aunque hay algunas líneas de ferrocarril de pasajeros, tanto en funcionamiento como proyectadas a futuro, la gran mayoría del transporte público en estos territorios se realiza en autobús

13 Considera una ocupación media de 1,2-1,3 pasajeros/vehículo

14 Plan Director Sectorial de Movilidad de las Illes Balears 2019-2026

El incremento de modos de transporte no motorizados, como caminar o usar la bicicleta, también debe impulsarse con firmeza en estos territorios, especialmente en las ciudades de mayor tamaño. La creación de carriles específicos dedicados ha sido una iniciativa aplicada con gran éxito en ciudades como Sevilla o Vitoria para impulsar el uso de la bicicleta como medio de transporte, donde su uso ha crecido hasta alcanzar el ~10% de los trayectos totales en esas ciudades.

Otras posibles actuaciones, como la penetración de modelos de nueva movilidad como *carsharing* o *carpooling*, tienen mayores dificultades para su desarrollo en estos territorios. La rentabilidad de estos negocios requiere altas concentraciones de trayectos que permitan una escala suficiente para su explotación económica. Esta circunstancia provocará un mayor despliegue en grandes urbes (por ejemplo, Madrid, Barcelona), mientras que las ciudades presentes en estos territorios tienen un tamaño más intermedio, lo que puede implicar un desarrollo menor (aunque ya existe un servicio de *motosharing* eléctrico en algunas zonas).

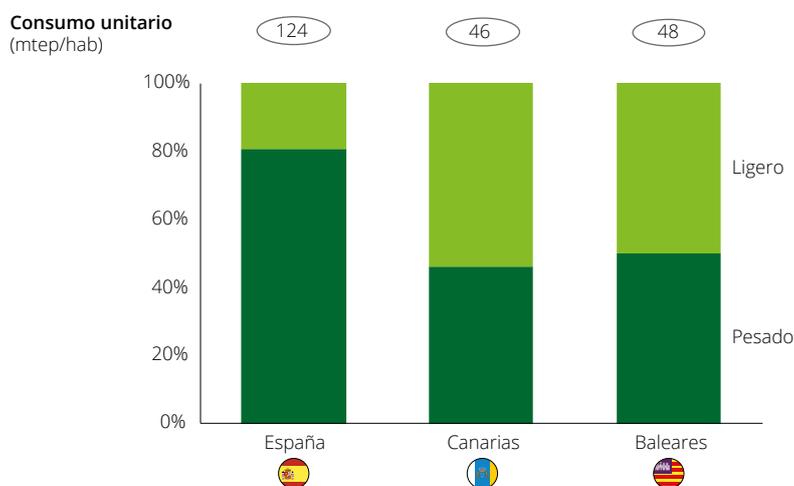
#### El transporte de mercancías por carretera

El transporte de mercancías por carretera tiene un peso ~3 veces inferior en los TNP que en la península, en términos relativos<sup>15</sup>. Tiene especial importancia el transporte de mercancías ligero, que supone el 50% del consumo de energía del transporte de mercancías por carretera, mientras en la península supone el 20% (ver Cuadro 14).

La descarbonización de estos consumos requiere soluciones particulares para cada uno de ellos:

- La descarbonización del transporte ligero puede desarrollarse con el despliegue de la furgoneta eléctrica. Esta tecnología ya está disponible de manera comercial y tiene un menor coste completo que la opción convencional, debido al mayor kilometraje de estos vehículos, que permite capturar las ventajas de los motores más eficientes (ver Cuadro 15).

**Cuadro 14: Consumo de energía final del transporte de mercancías por carretera**  
(ktep/hab; 2018)

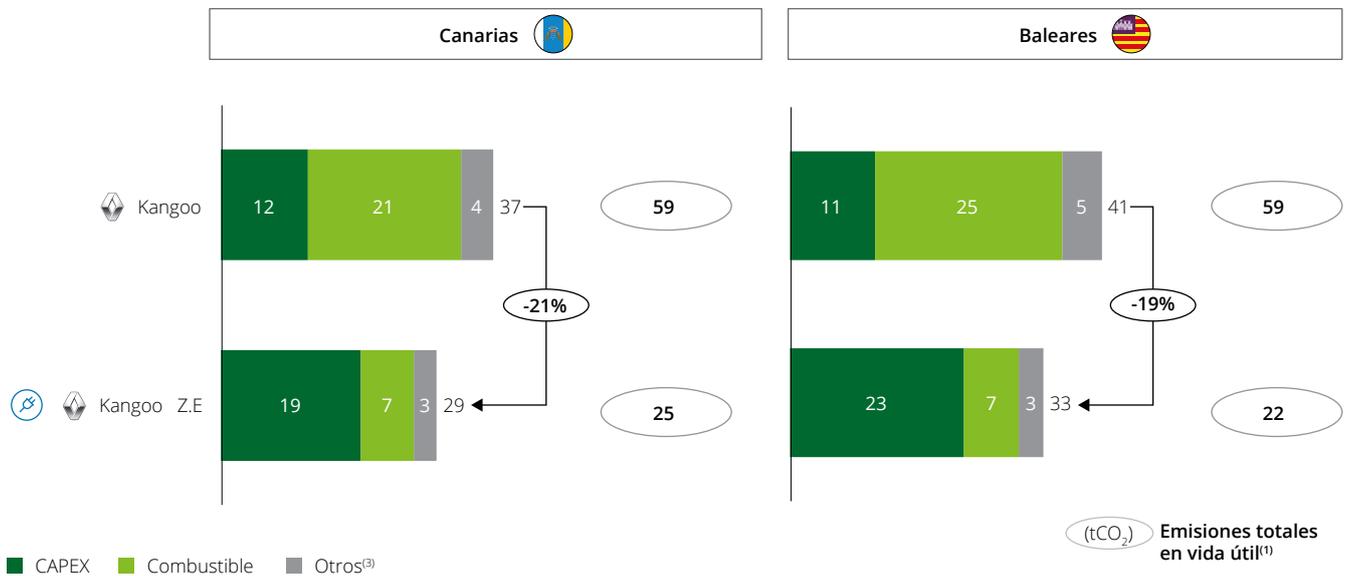


Fuente: MITECO; análisis Monitor Deloitte



15 Consumo de energía por habitante

**Cuadro 15: Comparativa del coste total entre furgoneta eléctrica y convencional<sup>(1)(2)</sup>**  
(miles de €)



(1) Vida útil: 10 años y 30.000 km/año. Precio diésel: Canarias 1,0 €/l, Baleares 1,2 €/l. Precio electricidad 0,12 €/kWh. Consumo WLTP por 100km: Renault Kangoo 6,8 l; Renault Kangoo Z.E. 20,1 kWh. Incluye ayudas del plan MOVES para profesionales autónomos que adquieren vehículos de categoría N1  
(2) Incluye costes de seguro, mantenimiento e impuestos anuales  
Fuente: INE; Anfac; Renault; Hyundai; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 16: Ejemplos de ferris eléctricos**

Noruega (2014)	Dinamarca (2019)	Proyectos anunciados
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Descripción:</b> catamarán 100% eléctrico</li> <li><b>Capacidad de batería:</b> 1 MWh</li> <li><b>Capacidad:</b> 120 coches, 360 pasajeros</li> <li><b>Longitud de ruta:</b> 5,7 km; 34 trayectos/día</li> <li><b>Dimensiones:</b> 80 m de longitud, 13 m de ancho</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Descripción:</b> ferri 100% eléctrico</li> <li><b>Capacidad de batería:</b> 4,3 MWh</li> <li><b>Capacidad:</b> 31 coches, 200 pasajeros</li> <li><b>Longitud de ruta:</b> 40 km</li> <li><b>Dimensiones:</b> 60 m de longitud, 13 m de ancho</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Canadá:</b> 2 ferris con capacidad para 300 personas y 42 coches, y 400 pasajeros y 75 coches respectivamente</li> <li><b>Noruega:</b> 5 nuevos ferris para la electrificación de los trayectos Oslo a isla Oslofjord</li> <li><b>Malta:</b> próximamente electrificación del trayecto de Malta a la isla de Comino</li> </ul>

Fuente: Transport & Environment; noticias; análisis Monitor Deloitte

Las tecnologías para la descarbonización completa del transporte pesado por carretera, como el camión eléctrico o de pila de combustible de hidrógeno, presentan un menor grado de madurez. Actualmente existen algunos proyectos piloto de estas tecnologías, tales como el Tesla Semi eléctrico (cuya producción limitada está prevista que comience para la segunda mitad de 2020) o los Nikola One y Two de hidrógeno (anunciados para salir a la venta en 2021), pero no se espera una comercialización significativa de camiones eléctricos y de hidrógeno hasta 2025, ni que sean competitivos en costes hasta 2030, de acuerdo con los principales analistas del sector.

**El transporte marítimo y aéreo interinsular**

En el transporte marítimo interinsular existe la posibilidad de electrificar aquellos trayectos con un recorrido fijo entre dos puertos con menos de 100 km de distancia. Ya existen algunos ejemplos a nivel internacional de ferris que funcionan de manera regular con esta tecnología (ver Cuadro 16).

En las islas Baleares, el trayecto Ibiza-Formentera (20 km de longitud) y el Mallorca-Menorca (60 km) representan más del 90% de todos los trayectos en ferri interinsulares en ese territorio. En Canarias, los trayectos en ferri de menos de 100 km de distancia suponen el 85% de todos los trayectos en ferri

interinsulares. Estas líneas podrían ser potencialmente electrificadas con la tecnología actual, aunque se deben aún desarrollar las inversiones para su adaptación, tanto en los propios buques eléctricos como en la infraestructura de recarga en los puertos. La rentabilidad para los inversores (armadores) de desarrollar esta tecnología aún requerirá una reducción de costes de las baterías u otras medidas de apoyo.

Para buques que cubran otro tipo de trayectos marítimos de mayor distancia, o que requieran de mayor flexibilidad (es decir, que no tienen un puerto de salida y destino fijo) la descarbonización debe descansar en otras opciones tecnológicas. El gas natural es una opción ya viable en aquellos puertos donde sea accesible dicho combustible, logrando una reducción de emisiones frente a los combustibles utilizados en la actualidad. El amoniaco o el hidrógeno pueden aportar una solución completamente libre de emisiones a más largo plazo en el resto de ubicaciones.

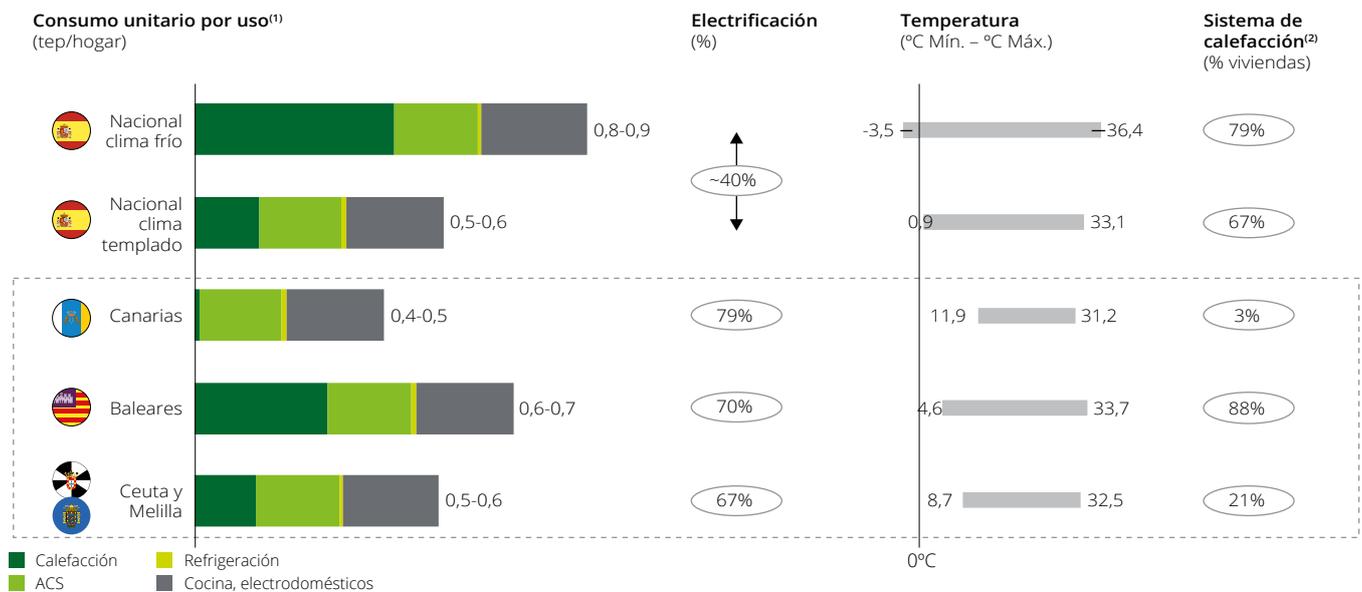
El transporte aéreo interinsular no dispone de soluciones no emisoras en el corto-medio plazo, debido a las mayores limitaciones técnicas, especialmente las relacionadas con el peso de las baterías en el caso del avión eléctrico y del combustible en el caso del avión de hidrógeno. Las tecnologías más prometedoras para esta aplicación son los biocombustibles de nueva generación, aunque su

limitada capacidad de producción (toda la producción mundial de biocombustibles actual cubriría el ~12% del consumo aéreo) exigiría que la mayor parte de su producción en el futuro fuese destinada a este uso. Los combustibles sintéticos podrían ser otra tecnología con potencial.

### Sector residencial

El sector residencial es responsable del 1-3% de las emisiones GEI directas<sup>16</sup> en los TNP (0,2 MtCO<sub>2</sub>eq en las Islas Canarias y 0,3 en las Islas Baleares). El consumo energético de los hogares está muy relacionado con las condiciones climatológicas (temperatura), ya que los principales consumos de una vivienda son la calefacción y el agua caliente sanitaria (ACS), que representan el 60-70% del total. Las Islas Canarias disfrutan de un clima subtropical, que conlleva un consumo por hogar de 0,4-0,5 tep/hogar. El clima de las Islas Baleares causa unas mayores necesidades de calefacción y aire acondicionado, y, por tanto, un mayor consumo medio por hogar (0,6-0,7 tep/hogar). A modo de referencia, en la península, el consumo medio se sitúa en 0,8-0,9 tep/hogar en el clima continental y 0,5-0,6 tep/hogar en clima mediterráneo (ver Cuadro 17). El consumo energético está más electrificado que en la península, ya que existe una mayor penetración de sistemas de calefacción y ACS eléctricos. Mientras en estos territorios la electricidad supone el 70-80% del consumo total del sector residencial, en la península este valor es del 40%.

**Cuadro 17: Características y necesidades de climatización en cada territorio**



(1) Incluye todos los consumos de energía del hogar

(2) Viviendas que cuentan con algún tipo de equipo para el uso en calefacción de la vivienda

Fuente: INE; AEMET; IDAE; Anuario Energético de Canarias; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; anàlisi Monitor Deloitte

16 Es decir, sin contabilizar las emisiones asociadas a la generación de la electricidad consumida en este sector (emisiones indirectas)



La descarbonización completa de este sector pasa por el despliegue masivo de la bomba de calor para calefacción y ACS, ya que es la tecnología más eficiente y con mayor capacidad para reducir emisiones GEI directas e indirectas (derivadas de la producción eléctrica) en los TNP. El mayor coste de adquisición inicial y de la electricidad hacen que, actualmente, no sea la opción más económica para los usuarios (ver Cuadro 18). Otras opciones a potenciar podrían ser sistemas termosolares para ACS en Canarias, debido a la alta irradiación solar en este territorio y a la mayor penetración de viviendas unifamiliares, y de calderas de pellets en Baleares, donde ya existe una mayor presencia de esta tecnología. Estas dos últimas tecnologías presentan barreras relevantes a su desarrollo, ya que no en todas las viviendas pueden instalarse estos sistemas por cuestiones arquitectónicas (tejado propio o espacio disponible para salida de humos).

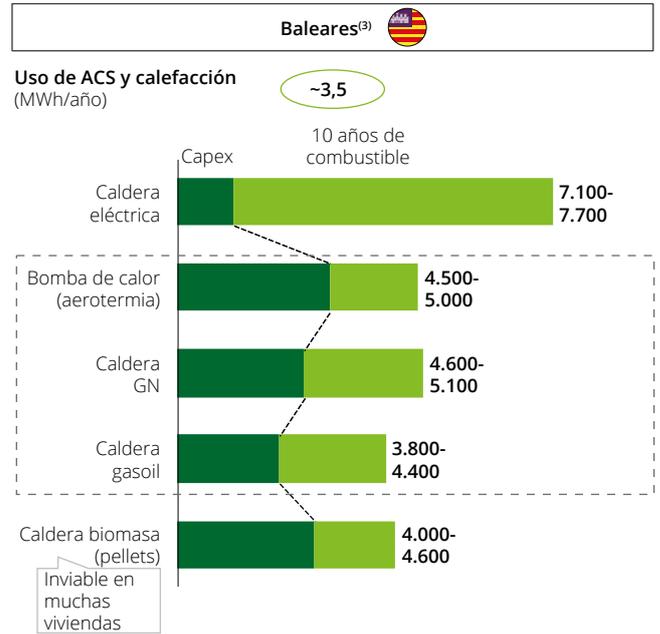
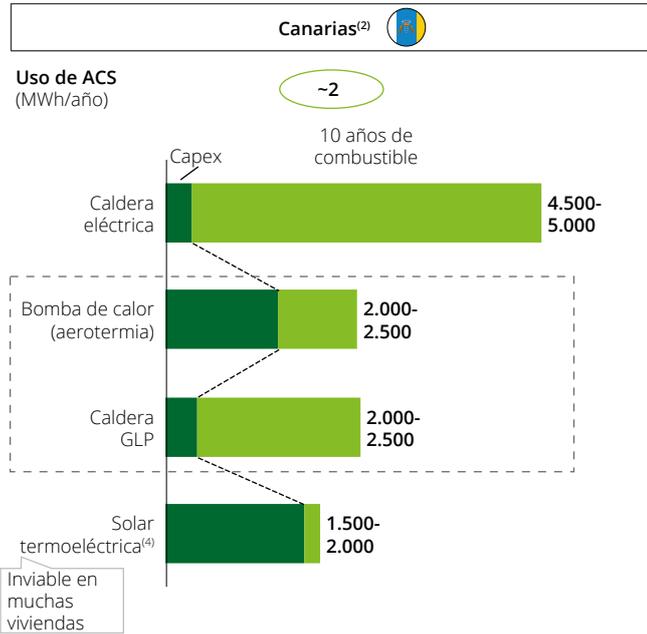
Para aquellas viviendas que ya cuenten con un sistema de calefacción y/o ACS eléctrico (radiador/ termo eléctrico), la sustitución de estos equipos por una bomba de calor permite ahorros tanto al propio usuario, como al sistema eléctrico en su conjunto<sup>17</sup>. El sobrecoste para el sistema eléctrico del mayor consumo de un termo eléctrico respecto a una bomba de calor puede ser de 1.500-1.900 €/año (ver Cuadro 19). Parte del ahorro generado al sistema podría destinarse a apoyar la penetración de esta tecnología, mediante ayudas directas a la sustitución de equipos eléctricos de ACS y calefacción convencionales por bombas de calor<sup>18</sup>. Este apoyo, junto con la adaptación de la estructura de tarifa eléctrica hacia esquemas con una mayor discriminación horaria del consumo (menores peajes en horas valle e incremento en horas de alta saturación), permitiría a la bomba de calor reducir su coste completo en 10 años de vida útil por debajo de 1.000-1.500 € en Canarias y de 4.000 € en Baleares, y convertirse en la opción más económica para los usuarios.

El autoconsumo es otra solución a impulsar de manera decidida en los TNP, debido al mayor recurso solar existente (especialmente en Canarias), el mayor porcentaje de viviendas unifamiliares donde es más sencilla su instalación y explotación, el mayor coste de generación eléctrica en estos sistemas y la escasez de suelo disponible para instalaciones de generación renovable de gran tamaño.

<sup>17</sup> El sobrecoste de generación en los TNP (coste de generación en los TNP menos coste medio en la península) es asumido de manera solidaria por todos los consumidores eléctricos del país y por los PGE. Por tanto, la reducción de consumo eléctrico en los TNP implica una reducción del sobrecoste pagado por el conjunto del sistema

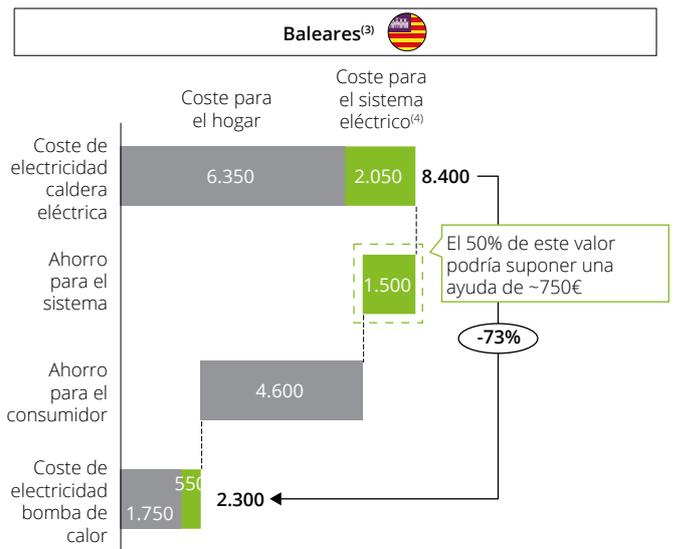
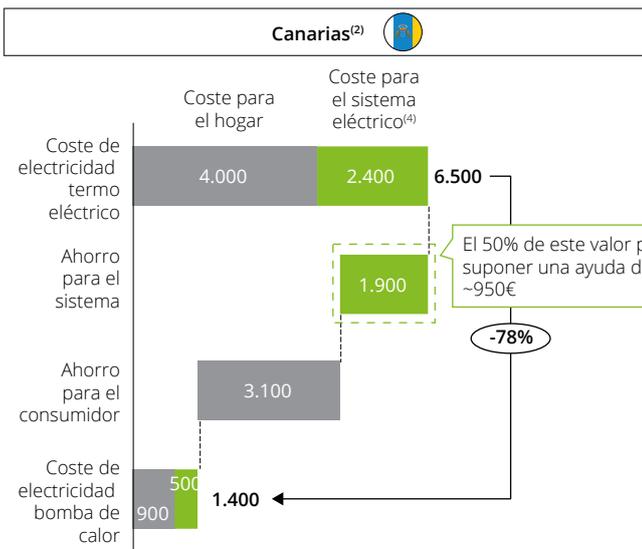
<sup>18</sup> A cargo del Fondo Nacional de Eficiencia Energética

**Cuadro 18: Coste total de distintos sistemas de calefacción y ACS durante su vida útil<sup>(1)</sup>**  
(€)



(1) Considera una vida útil de 10 años  
 (2) Eficiencia caldera eléctrica para ACS: 90%; eficiencia bomba de calor: 400%; eficiencia caldera GLP: 90%; coste de GLP: 0,50 €/l; coste de electricidad: 180 €/MWh; Capex: caldera eléctrica 300 €, bomba de calor 1.295 €, caldera GLP 360 €, solar termoeléctrica 1.600 €  
 (3) Eficiencia calderas condensación para calefacción y ACS: 110%; eficiencia bomba de calor: 400%; coste de gas natural: 74 €/MWh; coste de gasoil calefacción: 0,8 €/l; coste de pellets biomasa: 50 €/MWh; coste de electricidad: 200 €/MWh; Capex: caldera eléctrica 1.100 €, bomba de calor 3.000 €, caldera GN 2.500 €, caldera gasoil 2.000 €, caldera biomasa 2.700 €  
 (4) Se trata de un sistema termosolar convencional con colectores sobre cubiertas, acompañado de una resistencia eléctrica de apoyo para aportar calor en periodos de baja irradiación solar. Coste de electricidad asociada al consumo eléctrico para ACS durante ~15 días/año  
 Fuente: CNMC; páginas de distribuidores de equipos; instaladores de equipos; Eurostat; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 19: Reducción de costes de electricidad<sup>(1)</sup> (sin incluir coste inicial del equipo) al sustituir termo eléctrico por bomba de calor**  
(€)



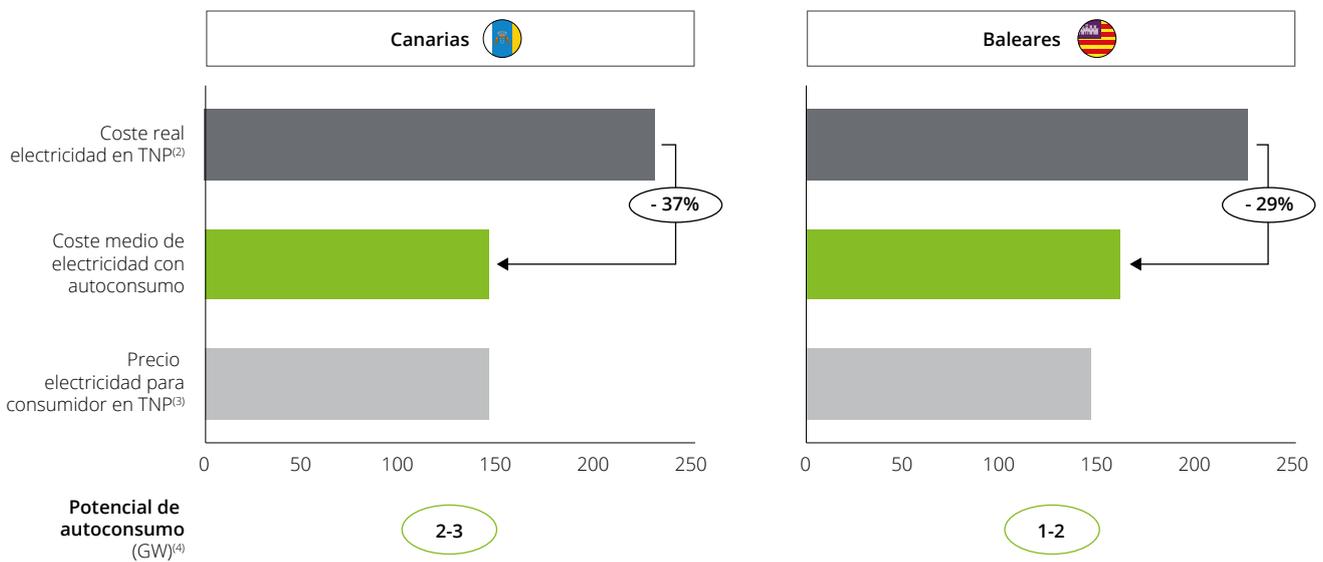
(1) Eficiencia de termo eléctrico 90% (ACS), eficiencia de caldera condensación 110% (ACS y calefacción), COP bomba de calor de 4 y precio del pool de 50 €/MWh  
 (2) Coste medio generación: 160€/MWh; Uso energético en ACS: 2,01 MWh/hogar-año  
 (3) Coste medio generación: 115€/MWh; Uso energético en ACS y calefacción: 3,5 MWh/hogar-año  
 (4) Diferencia entre el precio de generación del sistema no peninsular y el pool  
 Fuente: e-Sios; análisis Monitor Deloitte

En los TNP, el coste de electricidad para los consumidores es el mismo que en la península<sup>19</sup>, lo que impide generar una señal económica para instalar autoconsumo acorde con todos los beneficios que produce en estos sistemas. Por ejemplo, aunque una instalación de autoconsumo en estos territorios genera un mayor ahorro que en la península (al evitar generación térmica convencional con un mayor coste y mayores emisiones, y limitar la utilización de suelo para desarrollos de renovable a gran escala) los usuarios en los TNP y en la península ven el mismo precio de electricidad, y, por tanto, tienen el mismo

incentivo a instalar estos sistemas (ver Cuadro 20). Esto requiere que en estos territorios se defina un incentivo adicional, que permita trasladar a los consumidores parte de los beneficios adicionales que tiene para el sistema su instalación.

Considerando la superficie de tejado disponible, su grado de utilización y el porcentaje de viviendas y edificios donde podría ser económico su explotación, el potencial total de capacidad de autoconsumo podría alcanzar los 2-3 GW en Canarias y 1-2 GW en Baleares, considerando todos los sectores de actividad.

**Cuadro 20: Coste de electricidad<sup>(1)</sup>**  
(€/MWh)



(1) Incluye el precio del mercado mayorista, término variable de peaje, servicios de ajuste, pagos por capacidad, costes de interrumpibilidad, pérdidas de red e IVA/IGIC  
 (2) En este caso incluye el coste real de generación en el territorio  
 (3) Mismo precio que paga un consumidor en la península  
 (4) Factor de aprovechamiento de tejados para instalación autoconsumo: 35% vivienda colectiva, 43% vivienda unifamiliar, 70% servicios y 90% industria; ratio de instalación: 0,17 kW/m<sup>2</sup>  
 Superficie media de vivienda en Baleares: 103 m<sup>2</sup> para colectiva y 211 m<sup>2</sup> para unifamiliar; Superficie media de vivienda en Canarias: 113 m<sup>2</sup> para colectiva y 264 m<sup>2</sup> para unifamiliar  
 Fuente: Catastro; análisis Monitor Deloitte

El coste de electricidad para los consumidores en los TNP es el mismo que en la península, lo que impide generar una señal económica para instalar autoconsumo acorde con todos los beneficios que produce en estos sistemas

19 Parte del coste de generación eléctrica en los TNP es financiado por los Presupuestos Generales del Estado y por el Sistema Eléctrico, para asegurar que cualquier consumidor eléctrico paga lo mismo independientemente de donde se encuentre

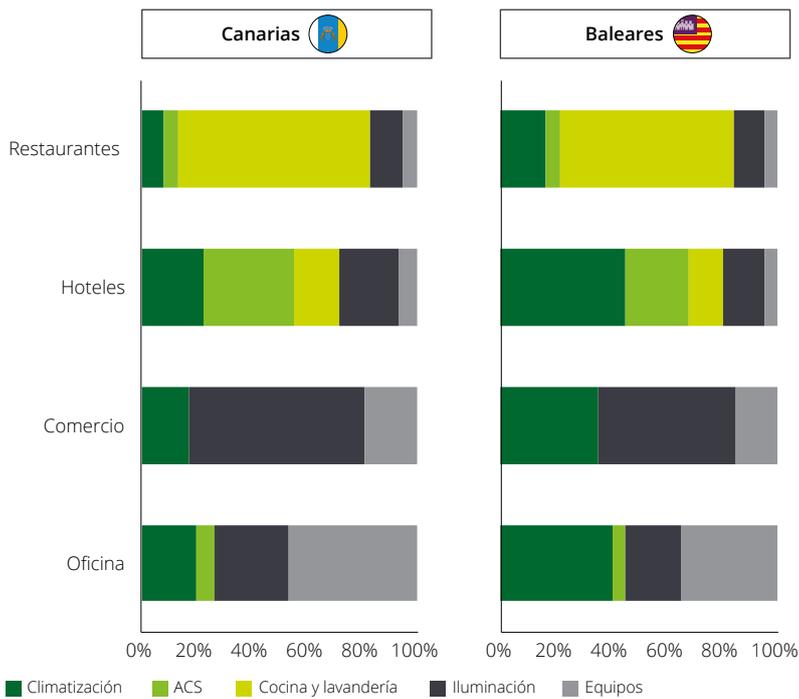
### Sector servicios

El sector servicios es responsable del 2-4% de las emisiones GEI en los TNP (0,2 MtCO<sub>2</sub>eq en las Islas Canarias y 0,3 en las Islas Baleares). El 75-85% del consumo de energía de este sector en los TNP se concentra en la restauración, los alojamientos turísticos, el comercio y las oficinas, mientras en la península estos mismos sectores consumen menos del 70% del total.

El consumo en iluminación y equipos representa el 60-80% del consumo de energía en comercio y oficinas (ver Cuadro 21). La prioridad en este sector debe ser la sustitución de equipos por otros con menor consumo (por ejemplo, iluminación LED, nuevos equipos eléctricos más eficientes) y la penetración de sistemas para la gestión del consumo, como el control inteligente de la iluminación.



**Cuadro 21: Reparto de consumo energético en sector servicios por uso (%)**



#### Principales medidas de ahorro energético por sector

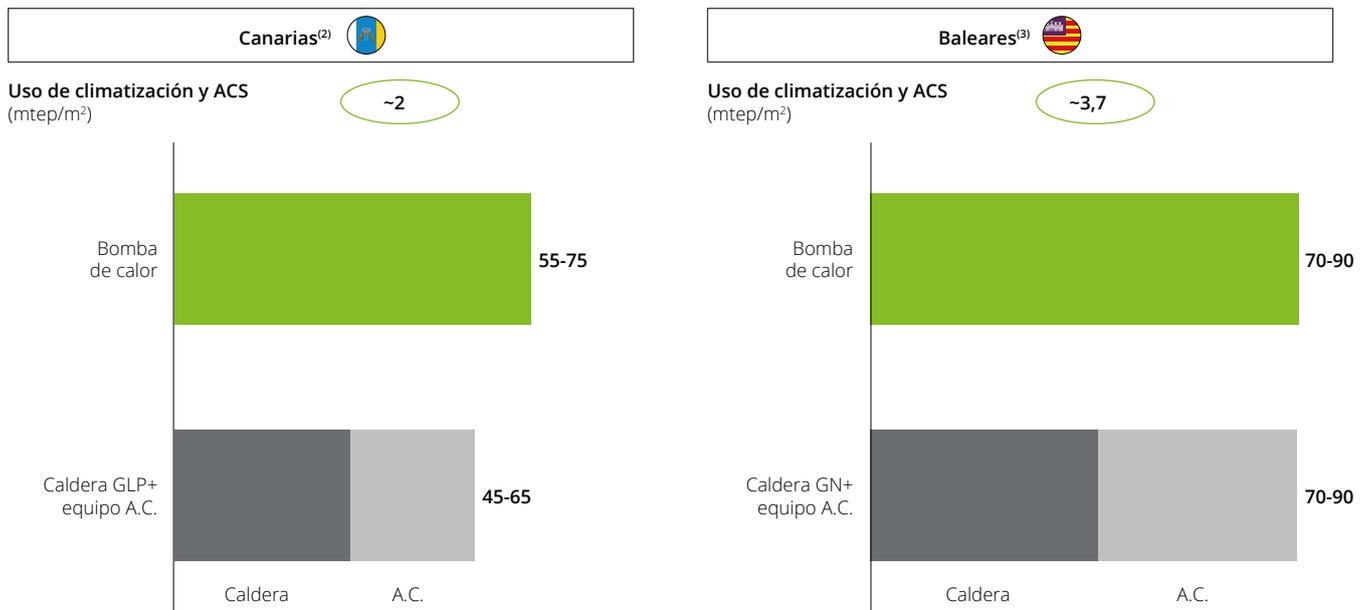
- **Cocina:** renovación de equipos, uso de equipos de inducción
  - **Iluminación:** sustitución a iluminación por LED
- **Climatización y ACS:** sistemas de control, sustitución a bomba de calor
  - **Iluminación:** implementación de *smart lighting*, sustitución a iluminación por LED
- **Climatización:** sustitución a bomba de calor, instalación de cortinas térmicas
  - **Iluminación:** implementación de *smart lighting*, sustitución a iluminación por LED
- **Climatización y ACS:** sistemas de control, sustitución a bomba de calor
  - **Iluminación:** implementación de *smart lighting*, sustitución a iluminación por LED
  - **Equipos:** renovación de equipos

Fuente: Fenercom; MITECO; IDAE; análisis Monitor Deloitte

## La sustitución de equipos térmicos de gas natural/GLP y de equipos eléctricos menos eficientes por bombas de calor, debería ser la principal solución para alcanzar la descarbonización completa del sector servicios

En hoteles y alojamiento, la climatización y el ACS son los consumos energéticos más relevantes, suponiendo el 50-70% del total. En estos establecimientos, la sustitución de equipos térmicos de gas natural/GLP y de equipos eléctricos menos eficientes por bombas de calor, debería ser la principal solución para alcanzar su descarbonización completa. A pesar del mayor coste inicial y del mayor coste de la electricidad, la posibilidad que ofrece la bomba de calor de usarse para todos los usos de climatización (calor y frío), e incluso para generar ACS, permite que sea igual de económico que la opción de caldera convencional más equipo de aire acondicionado en Baleares, y un poco menos competitiva en Canarias<sup>20</sup> (ver Cuadro 22).

**Cuadro 22: Coste total durante vida útil<sup>(1)</sup> de distintos sistemas de climatización y ACS en un hotel (€/m<sup>2</sup>)**



(1) Considera una vida útil de 15 años

(2) Eficiencia bomba de calor: 400%; eficiencia caldera GLP: 90%; coste de GLP: 0,50 €/l; coste de electricidad: 180 €/MWh

(3) Eficiencia bomba de calor: 400%; eficiencia calderas condensación: 110%; coste de gas natural: 74 €/MWh; coste de electricidad: 200 €/MWh

Fuente: CNMC; páginas de distribuidores de equipos; instaladores de equipos; Eurostat; análisis Monitor Deloitte

20 Debido al menor consumo por m2 por mejor climatología

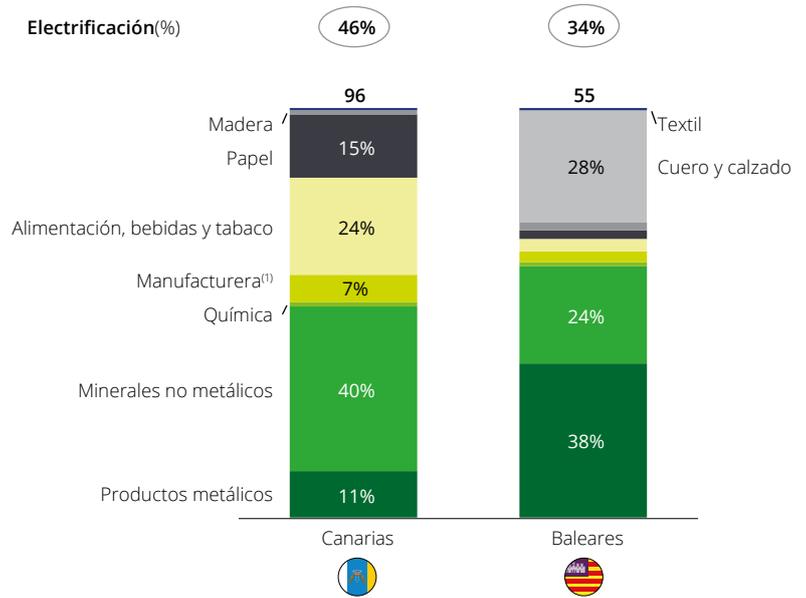
### Sector industrial

El consumo de energía sector industrial tiene un peso, en términos relativos, diez veces inferior en los TNP que en la media del conjunto nacional. Entre los diferentes sectores industriales, los subsectores productos metálicos y minerales no metálicos (fabricación vidrio, cemento, cerámica, etc.) engloban más del 50% del consumo energético industrial (ver Cuadro 23).

La industria manufacturera (textil, alimentación, calzado, etc.) y la industria química utilizan procesos industriales que no requieren altas temperaturas, por lo que presentan un mayor potencial de electrificación con las tecnologías actuales. En Canarias, el ~80% de las instalaciones industriales registradas en el PRTR<sup>21</sup> son potencialmente electrificables, al utilizar procesos industriales que no requieren altas temperaturas (ver Cuadro 24).

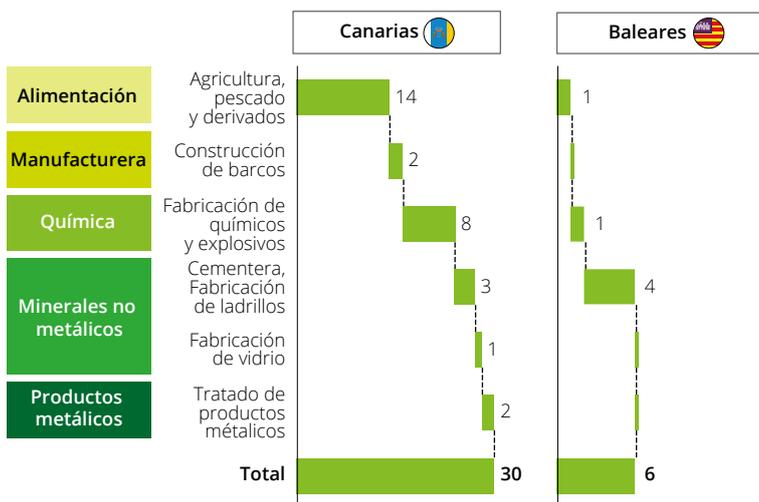
Otras industrias tienen procesos que requieren altas temperaturas, tales como la *clinkerización*<sup>22</sup> en la industria cementera, el procesado en horno a alta temperatura en la industria del vidrio o la calcinación y los procesos de tratamiento térmico en la industria de productos metálicos. La descarbonización de estos sectores industriales debe descansar a largo plazo en tecnologías aún relativamente inmaduras, como el hidrógeno.

**Cuadro 23: Consumo energético final por sector industrial** (ktep; 2017)



(1) Incluye: maquinaria y equipo; material de transporte; muebles y otras industrias manufactureras; reparación e instalación de maquinaria y equipo; manufacturas de caucho y plástico  
Fuente: INE; IDAE; Análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 24: Instalaciones industriales emisoras registradas en el PRTR<sup>(1)</sup> por sector de actividad<sup>(2)</sup>** (#)



#### Procesos industriales y temperaturas asociadas

##### Electrificable

- Procesamiento de alimentos
- Construcción, pintura o decapado de buques
- Electrolisis, mezcla en seco, compresión/compactación,...
- *Clinkerización*<sup>(3)</sup> en horno a alta t°: ~1.900°C
- *Moldeado* a ~130 °C; *Cocción* a ~1.000 °C
- **Proceso en caliente** en horno a alta t°: 1.600 - 2.000 °C
- **Calcinación** en horno a alta t°: 1.500 - 1.600 °C
- **Tratamiento de superficie**: ~ 80 °C

(1) Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. En este registro se pone a disposición del público información sobre las emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo de las sustancias contaminantes y datos de transferencias de residuos de las principales industrias y otras fuentes puntuales y difusas, de acuerdo a lo establecido en la legislación internacional

(2) No incluye instalaciones de combustión/energéticas; no incluye gestión de residuos y aguas residuales

(3) Consiste en llevar la mezcla homogeneizada a hornos rotatorios a altas temperaturas. En la parte final del horno se produce la fusión de varios de los componentes y se forman gránulos, conocidos con el nombre de clínker

Fuente: Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes; Ministerio para la Transición Ecológica; análisis Monitor Deloitte

21 Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes: Registro sobre las emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo de sustancias contaminantes de las principales industrias y otras fuentes puntuales y difusas, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (CE) 166/2006 E-PRTR

22 Consiste en llevar la mezcla homogeneizada a hornos rotatorios a altas temperaturas. En la parte final del horno se produce la fusión de los componentes y se forman gránulos, conocidos con el nombre de clínker

# Sistema eléctrico: 100% renovable y almacenamiento

## La generación eléctrica en las Islas Canarias Evolución de la demanda eléctrica

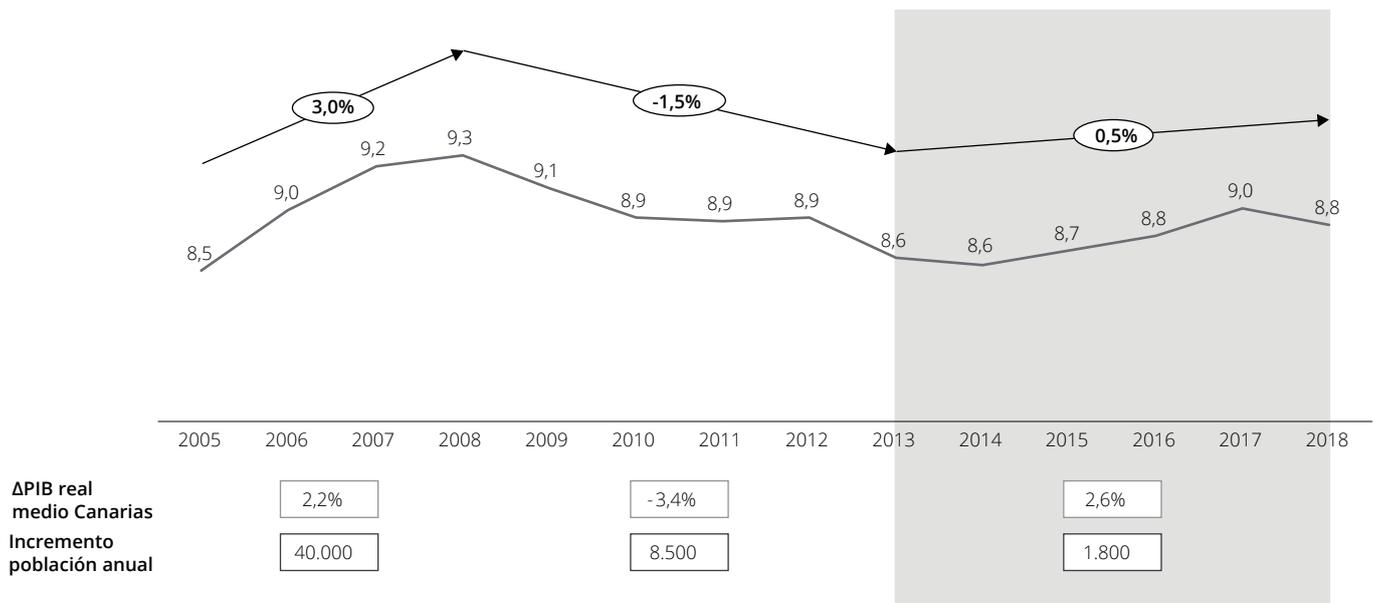
El crecimiento de la demanda eléctrica en las Islas Canarias se ha desacoplado en los últimos años del crecimiento económico. La demanda eléctrica ha crecido a un ritmo anual del 0,5% desde 2013, pese a un crecimiento del PIB similar a otros periodos donde se incrementaba al 3% anual, como en 2005-2008 (ver Cuadro 25).

En caso de alcanzar una electrificación completa del consumo de energía final para el año 2040, la

demanda eléctrica podría alcanzar los ~16 TWh (hasta 18,5 TWh si consideramos que el hidrógeno necesario para los consumos no electrificables<sup>23</sup> se produce en el propio territorio), lo que implicará un crecimiento anual del 3,5%. Este incremento de demanda vendría principalmente provocado por la electrificación del transporte ligero de pasajeros y el crecimiento económico (ver Cuadro 26). En la edificación, la sustitución de equipos eléctricos menos eficientes (termos y radiadores eléctricos) por bomba de calor conllevará un descenso neto de la demanda eléctrica en este sector.

**Cuadro 25: Demanda eléctrica anual en las Islas Canarias (TWh)**

**Desacoplamiento de la demanda y Δ PIB**

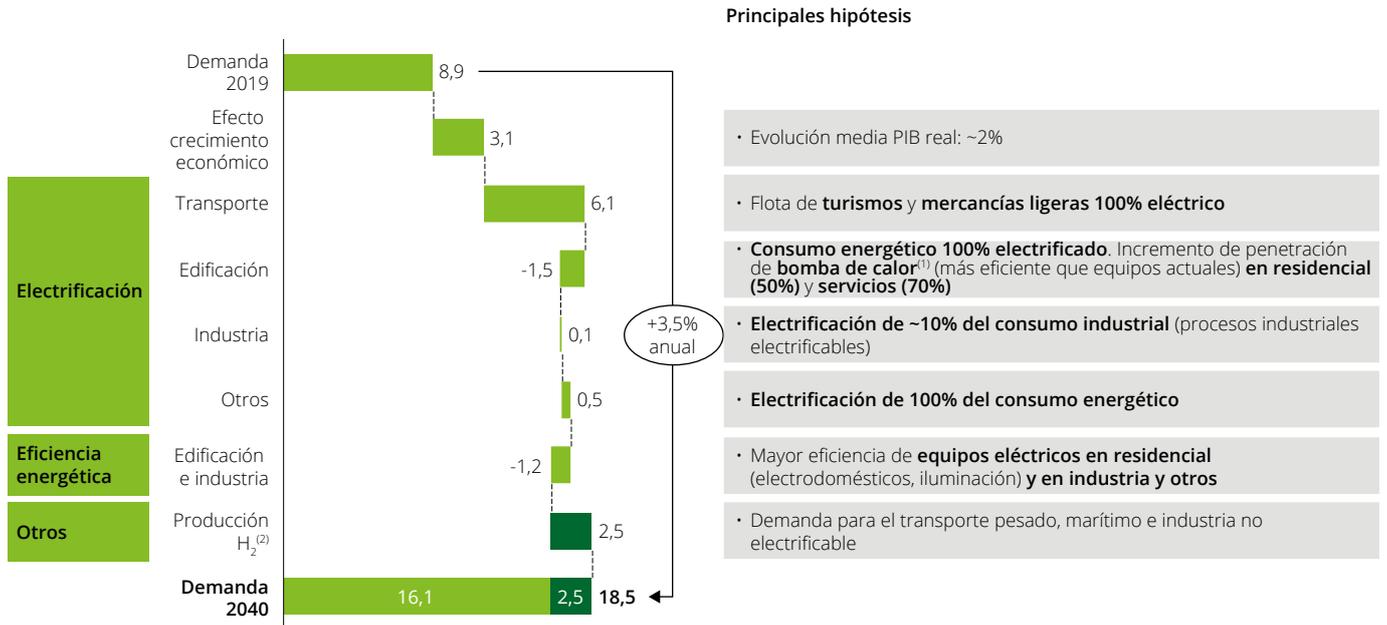


Fuente: INE; REE; análisis Monitor Deloitte

<sup>23</sup> Aplicaciones difíciles de electrificar directamente y susceptibles de utilizar hidrógeno a medio-largo plazo: transporte pesado de mercancías, transporte marítimo y procesos industriales no electrificables (ver capítulo Electrificación de la demanda de energía final)

**Cuadro 26: Evolución de la demanda eléctrica en Canarias entre 2019 y 2040**

(TWh)



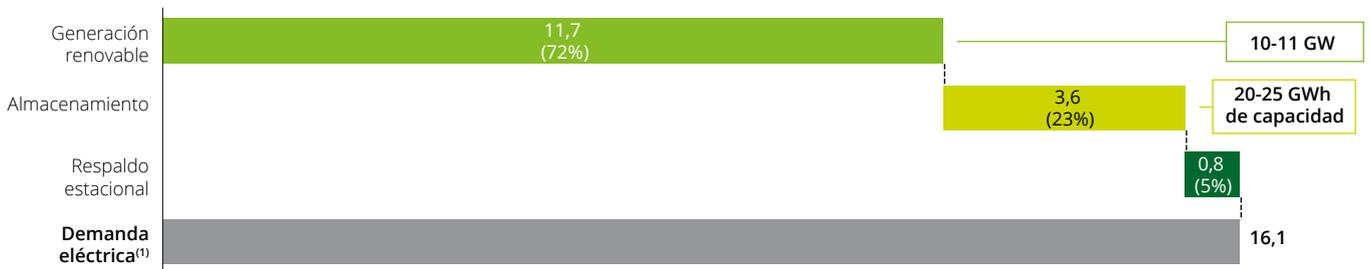
(1) Sustitución de termos eléctricos por bomba de calor

(2) Demanda en caso de generación de hidrógeno en el propio archipiélago

Fuente: análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 27: Cobertura de la demanda del sistema propuesto en 2040**

(TWh)



(1) No incluye la generación eléctrica necesaria para la producción de hidrógeno en industria y transporte (este combustible puede producirse en el archipiélago o importarse, en función de la evolución de los costes de producción y transporte de la tecnología)

Fuente: análisis Monitor Deloitte



**Generación eléctrica cero emisiones en 2040**

Un sistema eléctrico en Canarias completamente descarbonizado en 2040 requeriría 10-11 GW de capacidad renovable instalada, 20-25 GWh de capacidad de almacenamiento (baterías y bombeo)<sup>24</sup> y respaldo estacional (sin emisiones) para cubrir la demanda en momentos muy puntuales a lo largo del año (ver Cuadro 27). Este sistema cubriría el 72% de la demanda directamente con generación renovable, el 23% con almacenamiento (energía renovable almacenada previamente) y el 5% restante con el respaldo estacional.

A la hora de definir este sistema 100% descarbonizado en las Islas Canarias, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

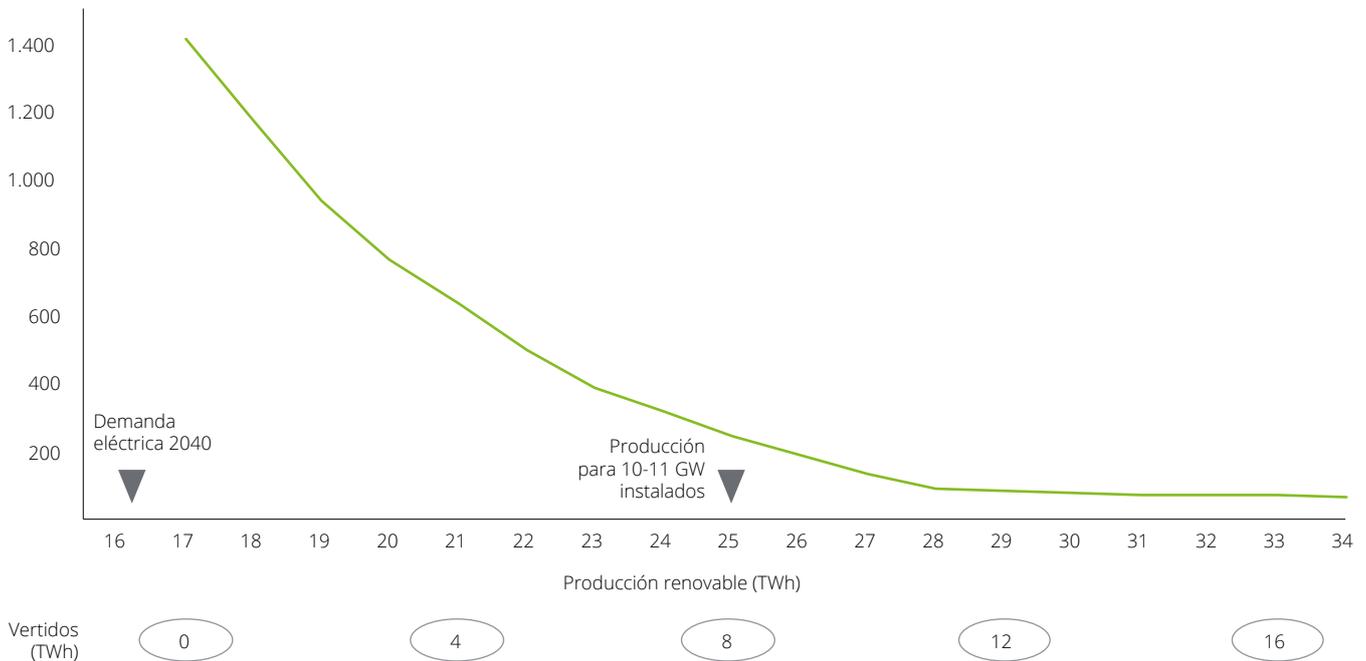
- Es imprescindible combinar la generación renovable con el almacenamiento para conseguir descarbonizar completamente el sistema eléctrico:
  - El perfil de generación renovable no gestionable y la demanda de los consumidores no siguen el

mismo patrón en cada momento temporal. Cubrir completamente la demanda con energía renovable requiere almacenar los vertidos que se producen cuando la generación es superior a la demanda, para, posteriormente, utilizar esa energía almacenada para cubrir la demanda en periodos con menor producción.

- A medida que se instala más capacidad renovable de la estrictamente necesaria<sup>25</sup> disminuye el almacenamiento necesario para cubrir la totalidad de la demanda, aunque ello produce más vertidos no aprovechados y requiere una mayor ocupación de superficie (ver Cuadro 28). Instalar más potencia renovable de la necesaria podría ser más eficiente económicamente, ya que el coste de generación renovable será inferior al de almacenamiento (independientemente de la tecnología utilizada) durante todo el periodo analizado y se compensaría la mayor capacidad renovable a instalar con el menor almacenamiento necesario.

**Cuadro 28: Capacidad de almacenamiento necesaria para lograr un sistema 100% descarbonizado<sup>(1)</sup> (sin considerar gestión de la demanda)**

(GWh)



Nota: La instalación de renovable por encima de la necesaria produce que existan menos horas con energía no suministrada, lo que reduce la necesidad de almacenamiento. Dicho efecto crece rápidamente con los primeros GW de capacidad adicional para estancarse a partir de una determinada capacidad

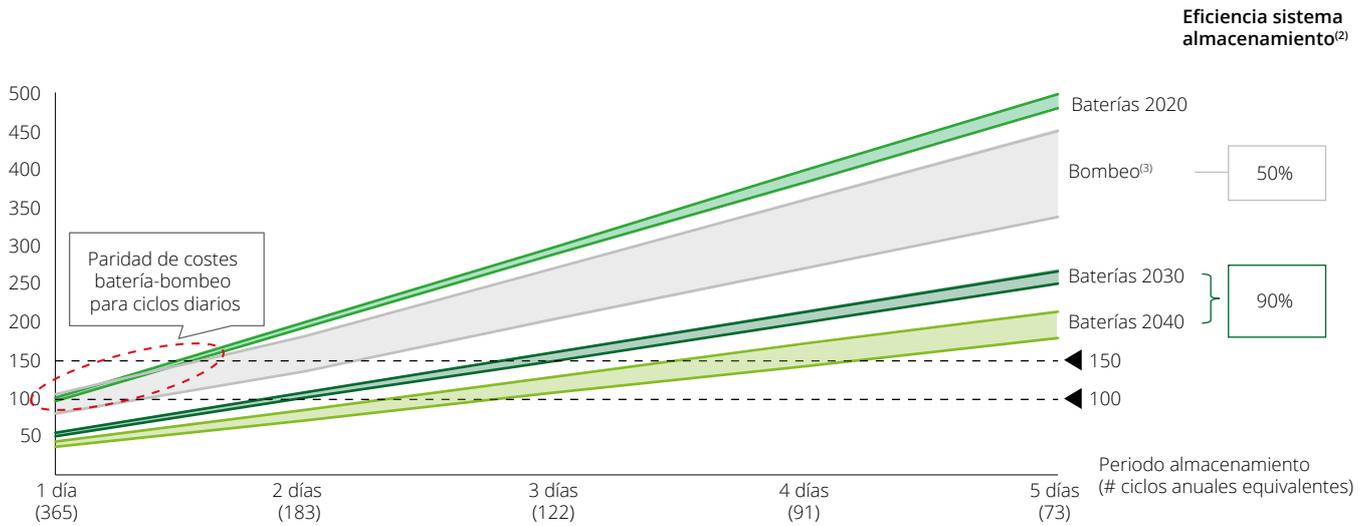
(1) Mix considerado 75% solar, 25% eólica

Fuente: análisis Monitor Deloitte

24 Como comparación, el bombeo de Chira-Soria tiene una capacidad prevista de aproximadamente 2,7 GWh

25 Capacidad renovable que generaría la misma energía eléctrica que la demanda, en términos anuales, sin considerar el momento concreto en el que se produce dicha generación

**Cuadro 29: Coste medio de almacenamiento<sup>(1)</sup>**  
(€/2020/MWh)



(1) Coste medio de almacenamiento de electricidad, teniendo en cuenta costes de inversión y de O&M durante la vida útil de la planta. No incluye el coste de la electricidad necesaria para la carga de la batería Hipótesis: Baterías (Capex: 270-280€/kWh (2020), 140-150€/kWh (2030), 100-120€/kWh (2040), rendimiento: 90%, ciclos máximos: 5.000); Bombeo (Capex: 3.000-4.000 €/kW, rendimiento bombeo: 70%, rendimiento turbinado: 70%, vida útil: 30 años)  
(2) Ratio: energía aprovechada / energía total necesaria para el almacenamiento  
(3) Considera las características de la central Chira-Soria (200 MW, 2,7 GWh)  
Fuente: NREL; REE; IEA; análisis Monitor Deloitte

- Las tecnologías de almacenamiento con mayor madurez<sup>26</sup> (baterías y bombeos) requieren ciclos de almacenamiento-descarga de menos de 3-4 días para ser competitivas en coste. Incluso considerando una mejora tecnológica en las baterías que redujese su coste inicial un 60% para 2040, la explotación económica de las mismas (costes de almacenamiento por debajo de 100-150 €/MWh) requeriría periodos de almacenamiento cortos (ver Cuadro 29).
- El almacenamiento con baterías presenta ventajas frente al bombeo en Canarias, por lo que debería ser la opción prioritaria:
  - Para el año 2025-2030, se estima que las baterías sean más competitivas en coste que el bombeo para cualquier régimen de funcionamiento, y actualmente ya lo son en un régimen de carga-descarga diario (ver Cuadro 29).
  - Los sistemas de baterías permiten una instalación modular, es decir, se puede instalar la capacidad necesaria justa en cada subsistema, sin depender de las condiciones físicas del territorio.
  - El bombeo requiere una ocupación del terreno muy superior a las baterías: 1 GWh de capacidad de almacenamiento con baterías ocuparía



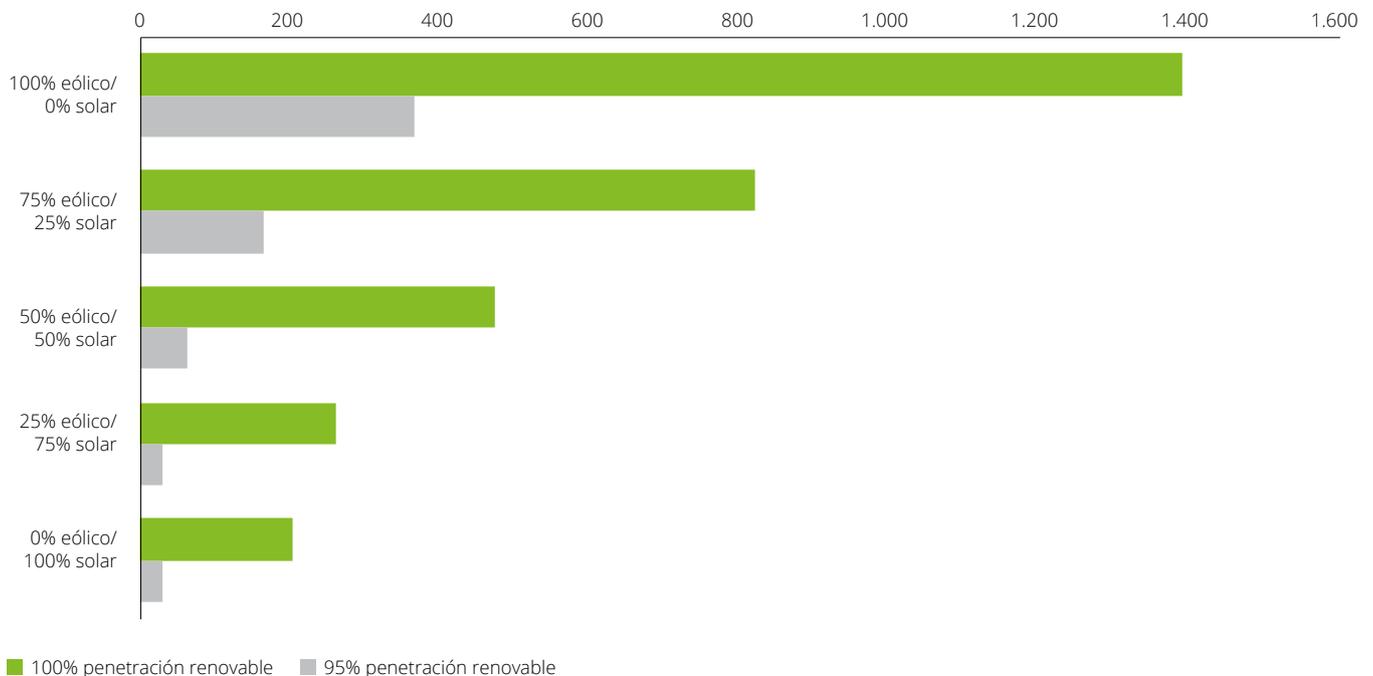
<sup>26</sup> Existen otras tecnologías de almacenamiento eléctrico (almacenamiento térmico, sistemas con aire comprimido, baterías de flujo, etc.). A efectos de este estudio se considera que el almacenamiento en baterías electroquímicas y el bombeo son las dos opciones con mayor recorrido potencial en las Islas Canarias

## Una adecuada gestión de la demanda que permita alinear el consumo de electricidad con el perfil de generación (solar) conseguiría reducir la necesidad de almacenamiento

aproximadamente 1 ha de terreno, mientras que esa misma capacidad en un sistema de bombeo podría requerir 50 veces<sup>27</sup> más.

- Las baterías son capaces de devolver a la red el ~90% de la energía eléctrica capturada, mientras que en el bombeo sólo es capaz de devolver el ~50%, debido a las pérdidas en el proceso de bombeo y de turbinado posterior.
- La generación solar tiene un mejor encaje con el almacenamiento que la eólica, ya que presenta una producción más predecible, lo que permite dimensionar de manera más precisa el almacenamiento necesario. La producción solar se concentra en momentos concretos del día y facilita ciclos diarios de carga-descarga día-noche. La generación eólica tiene periodos de varios días con escasa producción que requieren mayor capacidad de almacenamiento, junto con periodos de varios días produciendo a alta capacidad, lo que satura el sistema de almacenamiento y genera vertidos. Un mix de generación 75% eólica - 25% solar<sup>28</sup> requeriría más del doble de capacidad de almacenamiento para conseguir cubrir el 100% de la demanda que un mix 25% eólico - 75% solar (ver Cuadro 30).

**Cuadro 30: Capacidad de almacenamiento necesario en función del mix de producción renovable<sup>(1)</sup>**  
(GWh)



(1) Para una producción de 25 TWh  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

27 Ejemplo central de bombeo Chira-Soria

28 Medido en producción eléctrica

- Una adecuada gestión de la demanda que permita alinear el consumo de electricidad con el perfil de generación (solar) conseguiría reducir la necesidad de almacenamiento (ver Cuadro 31). En Canarias, podría existir un potencial de gestión de la demanda hacia horas centrales del día del 20-30% del consumo diario: recarga de vehículos eléctricos y consumos en el sector edificación (ACS y electrodomésticos como lavadora y lavavajillas). Consegir este nivel de gestión de la demanda requerirá:
  - Introducir una tarifa eléctrica y una señal de precio horario que incentive a consumir en las horas con mayor producción renovable, las horas centrales del día en caso de un mix predominantemente solar.
  - Desarrollar mecanismos que permitan al Operador del Sistema gestionar la demanda en momentos necesarios (de manera paralela y coordinada a como el Operador del Sistema gestionaría el almacenamiento). Estos mecanismos serán diferentes para cada tipo de consumidor, y podrían incluir los agregadores de demanda<sup>29</sup>, sistemas para la gestión de los vehículos eléctricos conectados o una evolución de la interrumpibilidad para grandes consumidores. Se necesitaría desarrollar un esquema regulatorio adecuado para este servicio, así como un procedimiento de operación que permita al Operador del Sistema su gestión de manera clara y transparente.

**Cuadro 31: Curva de demanda tras implementar medidas de gestión de la demanda**

**Modelo de demanda**



Sin gestión de la demanda

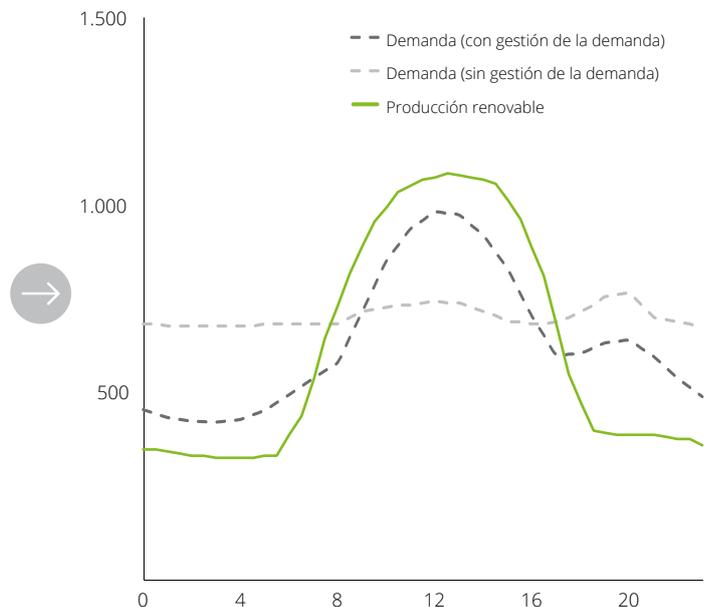
- Mayor **carga de VE por la noche**, asociada a puntos de recarga vinculados en hogares
- Uso de **electrodomésticos por la tarde-noche y calentadores de agua por la mañana**



Con gestión de la demanda

- **Desplazamiento de hasta 20-30% del consumo hacia horas de producción solar:**
  - Parte de la carga de VE
  - Electrodomésticos (lavadora o lavavajillas)
  - Agua caliente sanitaria

**Perfil horario de demanda y generación renovable 2040**  
(MW; ejemplo Tenerife)



Fuente: ESIOS; análisis Monitor Deloitte

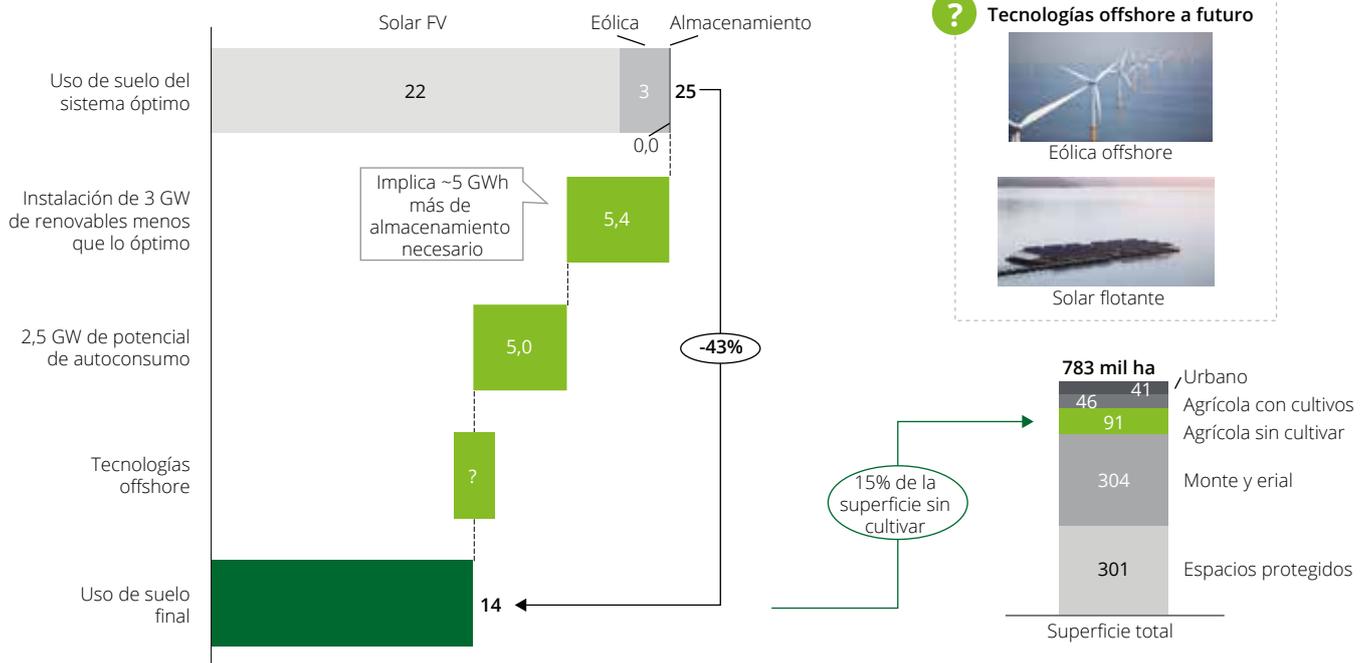
29 Agente que permite agregar la demanda de varios usuarios y proveer al Operador del Sistema capacidad de regulación en el sistema eléctrico

- Es imprescindible minimizar la ocupación del suelo, debido a su limitada disponibilidad. Conseguirlo requeriría: i) instalar menos capacidad renovable que la que sería óptima desde el punto de vista económico (3 GW menos), lo que implicará instalar más almacenamiento (~5 GWh adicionales), ii) impulsar el aprovechamiento de todo el potencial de autoconsumo, y iii) explorar la opción de tecnologías de generación eólica y solar *offshore*. Con estas medidas, la superficie ocupada por el sistema eléctrico planteado sería de unas 14 mil ha, que representa el 1,9% de toda la superficie de Canarias y el 15% de la superficie agrícola sin cultivar (ver Cuadro 32).
- La descarbonización del último 5% del sistema eléctrico, únicamente con renovables y almacenamiento (bombeo y baterías), requeriría una inversión adicional de 19-20 mil M€, frente a los

9-10 mil M€ que se requieren para descarbonizar el 95% inicial (ver Cuadro 33). Asegurar el 100% de la demanda descarbonizada exclusivamente con estas tecnologías implica dimensionar el almacenamiento para necesidades puntuales a lo largo del año (es decir, almacenamiento de largo plazo), donde su funcionamiento no es económicamente óptimo.

Descarbonizar este último 5% requiere tecnologías que aporten respaldo estacional con un coste eficiente. Una alternativa para este respaldo estacional podría ser el hidrógeno<sup>30</sup>, que parece la tecnología más prometedora para el almacenamiento de largo plazo, aunque aún existe una gran incertidumbre sobre su evolución futura. Con las expectativas actuales de reducción de costes, aportar este respaldo estacional con hidrógeno podría requerir una inversión de 3-9 mil M€<sup>31</sup>, frente a los 19-20 mil M€ que serían necesarios

**Cuadro 32: Superficie ocupada por el sistema propuesto**  
(miles de ha)



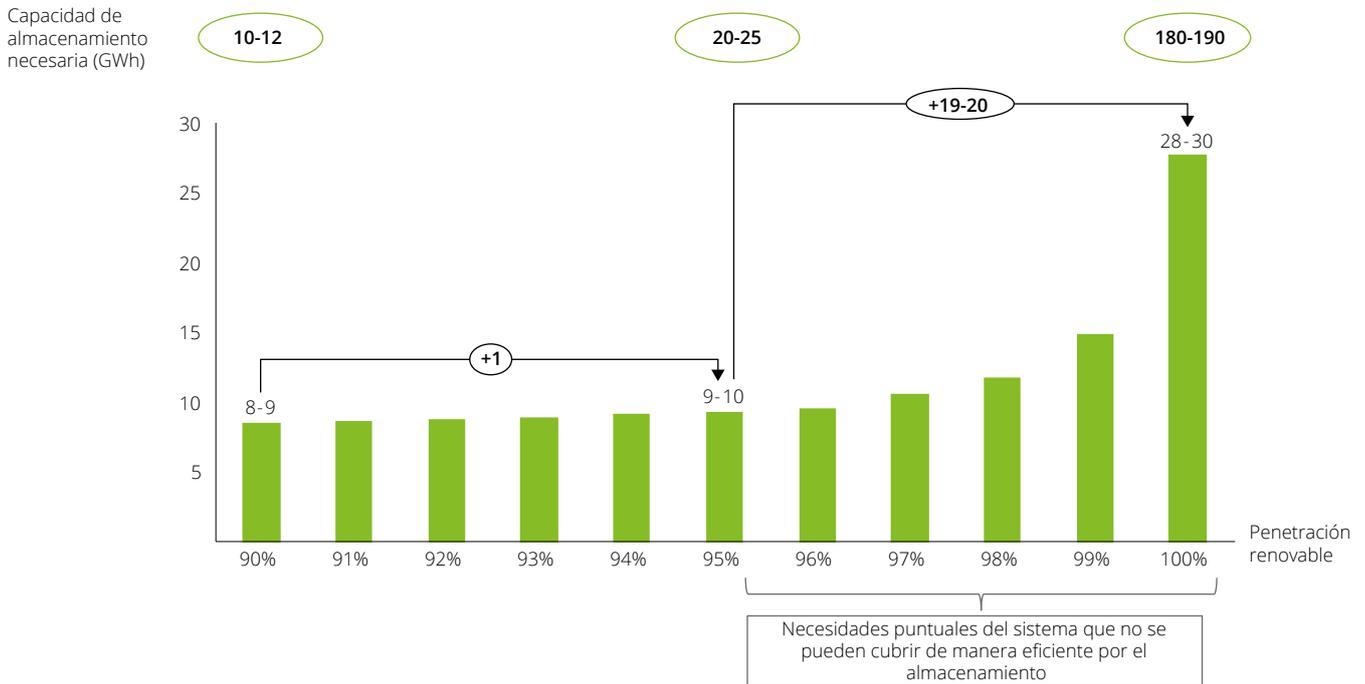
Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación; análisis Monitor Deloitte

30 Sistema que convierta, a través de un proceso de electrólisis, vertidos renovables en hidrógeno para su almacenamiento en tanques y posterior conversión de nuevo en electricidad mediante pilas de combustible o turbinas preparadas para este combustible

31 El rango de inversión estimado corresponde a la elevada incertidumbre en torno al desarrollo tecnológico de los diferentes componentes que requiere un sistema de respaldo estacional basado en hidrógeno: electrolizadores, equipos de transporte y almacenamiento (de hidrógeno puro o en forma de amoníaco), turbinas de hidrógeno, pila de combustible, etc.

**Cuadro 33: Inversión total en función de la penetración de renovables, considerando sólo renovables y almacenamiento (bombeo y baterías)**

(miles de M€<sub>2020</sub>)

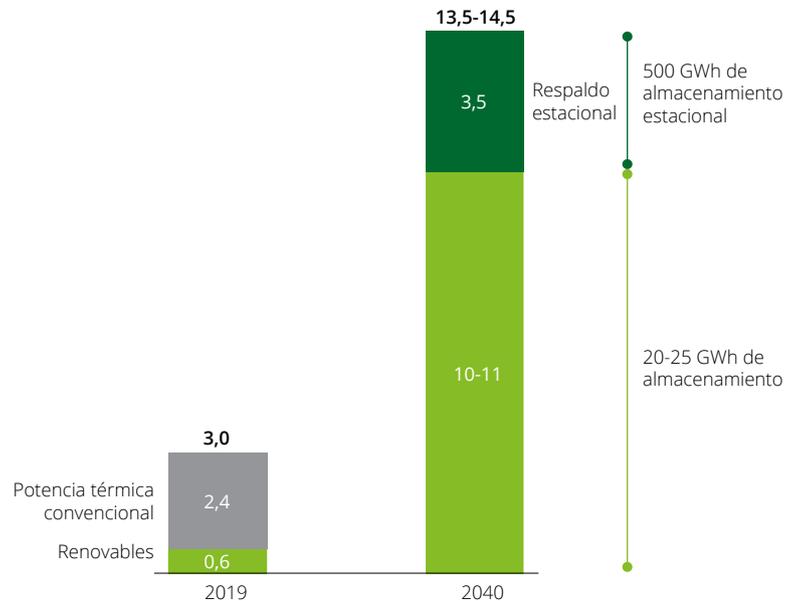


Fuente: análisis Monitor Deloitte

con baterías y bombeo. Este sistema de hidrógeno podría integrarse con las necesidades del transporte pesado y de la industria (ver capítulo Electrificación de la demanda de energía final) para optimizar costes de producción y almacenamiento. En todo caso, las decisiones sobre la tecnología que debería dar este respaldo no se plantearán hasta los inicios de la década de 2030, y se deberán tomar en función del desarrollo tecnológico y la viabilidad económica de las diferentes opciones disponibles.

Este sistema planteado a 2040 se ha definido con el objetivo de cubrir la totalidad de la demanda con generación renovable, minimizando el coste para el usuario y la superficie de territorio ocupado (ver Anexo III para mayor detalle del cálculo del sistema óptimo). Para dicho año se requerirían 10-11 GW de capacidad renovable instalada y 20-25 GWh de capacidad de almacenamiento, así como 3,5 GW<sup>32</sup> de capacidad y 500 GWh de almacenamiento para respaldo estacional (hidrógeno) para este uso (ver Cuadro 34). Los vertidos no aprovechados en 2040 serían ~4 TWh, por lo que se debería considerar esta variable a la hora de diseñar los mecanismos para incentivar la instalación de generación renovable.

**Cuadro 34: Parque de generación eléctrico en Canarias (GW)**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

32 Estimado de manera orientativa a partir de la demanda punta en 2040 por el coeficiente de cobertura orientativo en cada subsistema

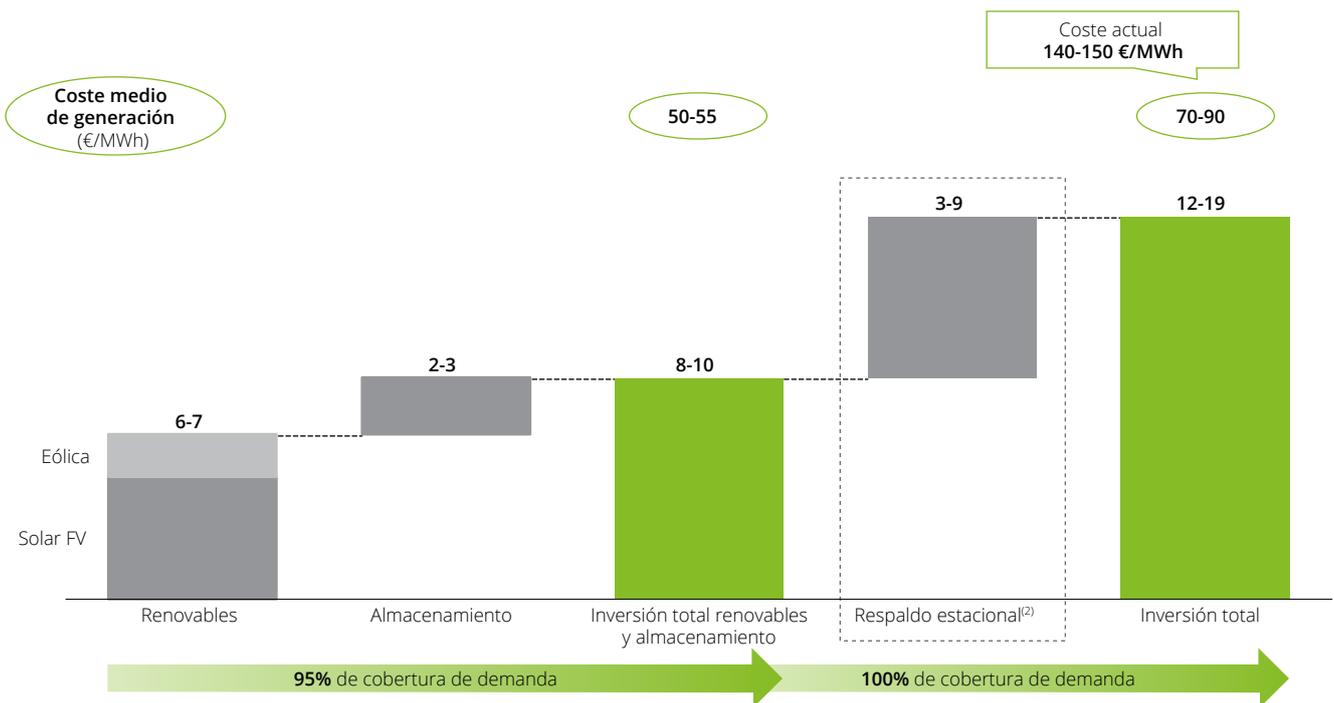


La inversión total necesaria, utilizando el hidrógeno como tecnología de respaldo estacional, alcanzaría los 12-19 mil M€: 6-7 mil M€ en generación renovable, 2-3 mil M€ en almacenamiento y 3-9 mil M€<sup>33</sup> en respaldo estacional con hidrógeno. El coste total medio de generación para el primer 95% de la demanda, considerando únicamente renovables y almacenamiento, sería 50-55 €/MWh, mientras que para el 100% sería de 70-90 €/MWh, un 40% inferior al coste actual (ver Cuadro 35).

### La transición desde el sistema actual al sistema cero emisiones

El sistema eléctrico actual en las Islas Canarias está basado fundamentalmente en centrales térmicas. Pasar de este sistema a uno 100% renovable a largo plazo requiere abordar una serie de acciones en los próximos 5-10 años, en concreto:

**Cuadro 35: Inversión total en el sistema eléctrico<sup>(1)</sup>**  
(miles de M€<sub>2020</sub>)



(1) Hipótesis de Capex: solar FV 500 €/kW; eólica 800 €/kW; baterías 110 €/kWh

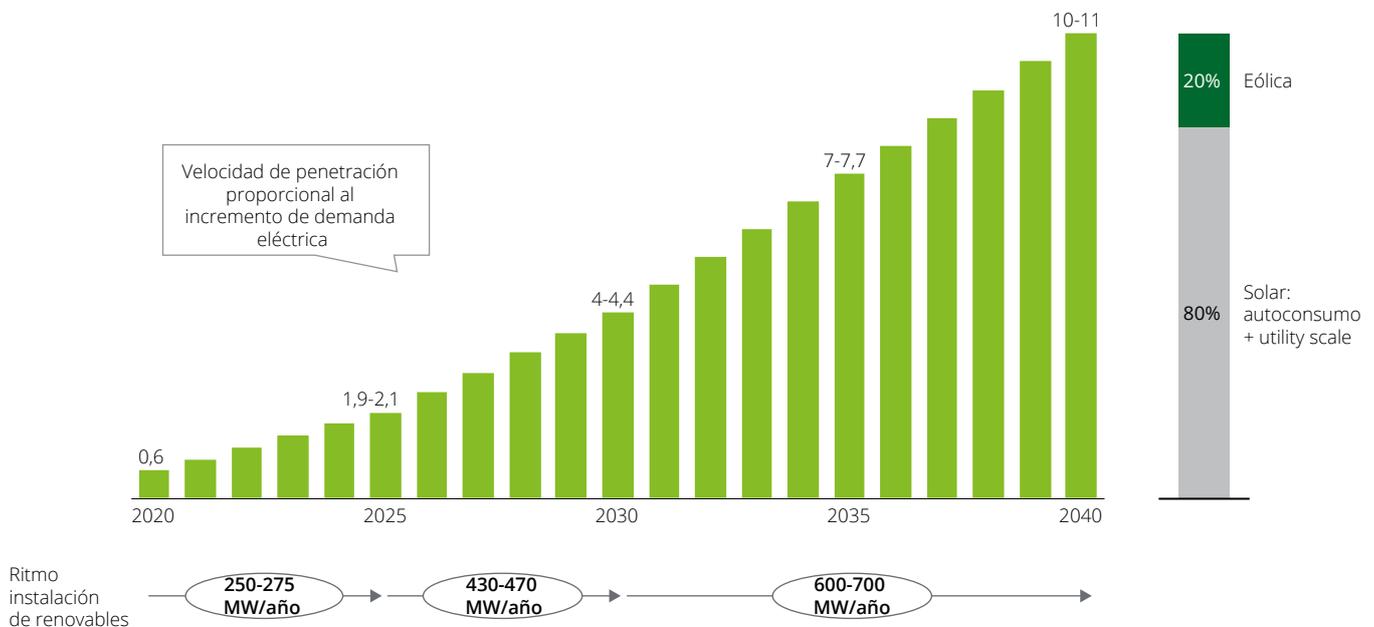
(2) Rango en función de las principales proyecciones de costes de los componentes de un sistema de respaldo estacional basado en hidrógeno: electrolizadores, equipos de transporte y almacenamiento (de hidrógeno puro o en formato de amoníaco), turbinas de hidrógeno, pila de combustible, etc.

Fuente: IEA; IRENA; NREL; análisis Monitor Deloitte

33 Inversión comparable con los 19-20 mil M€ que serían necesarios en caso de utilizar baterías para aportar respaldo estacional (Cuadro 33)

- Incrementar progresivamente la penetración renovable, mediante el desarrollo de instalaciones de generación renovable y almacenamiento que permita su aprovechamiento. Estas actuaciones requerirán una inversión en los próximos 10 años de 2.500-3.500 M€.
  - En caso de planificar el ritmo de desarrollo de generación renovable de manera gradual, se necesitaría desarrollar anualmente una media de 250-275 MW durante el periodo 2020-2025, de 430-470 MW/año en el periodo 2025-2030 y 600-700 MW/año a partir de 2030, para alcanzar el 2040 el objetivo fijado (ver Cuadro 36). El nivel de instalación necesario en los primeros 5 años del periodo supone un incremento respecto a la potencia renovable instalada en los últimos años en Canarias (~50 MW anuales). Atraer este nivel de inversión necesario se enfrenta a relevantes barreras:
    - » Barreras administrativas que dificultan su tramitación y desarrollo, como, por ejemplo:
      - › Lentitud de procesos administrativos y dificultad para la tramitación telemática de todo el proceso.
    - › Existencia de algunos requisitos administrativos que impiden capturar eficiencias, como la prohibición de modificar proyectos ya tramitados (por ejemplo, para instalar equipos más eficientes que los incluidos en el proyecto inicial) o las restricciones a la repotenciación de parques ya existentes.
    - › Planes de ordenación del suelo no orientados al desarrollo renovable.
  - » La ausencia de un mecanismo sostenible que genere una señal de precio que permita a los inversores tener visibilidad a largo plazo sobre sus ingresos. Durante los últimos años, se han venido desarrollando subastas de capacidad renovable a cargo de los Fondos FEDER, cuya sostenibilidad en el tiempo podría no estar garantizada, debido a la gran cantidad de fondos que serían necesarios. Por lo tanto, se debería desarrollar un mecanismo de subastas específico que recogiese las necesidades concretas del desarrollo renovable en Canarias. La frecuencia y el volumen subastado debería ser superior al histórico, de acuerdo con el ritmo necesario de instalación. Estas subastas deberían realizarse de manera anual y ser específicas por tecnología (ver más detalle en Anexo II).

**Cuadro 36: Capacidad renovable instalada en las Islas Canarias (GW)**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

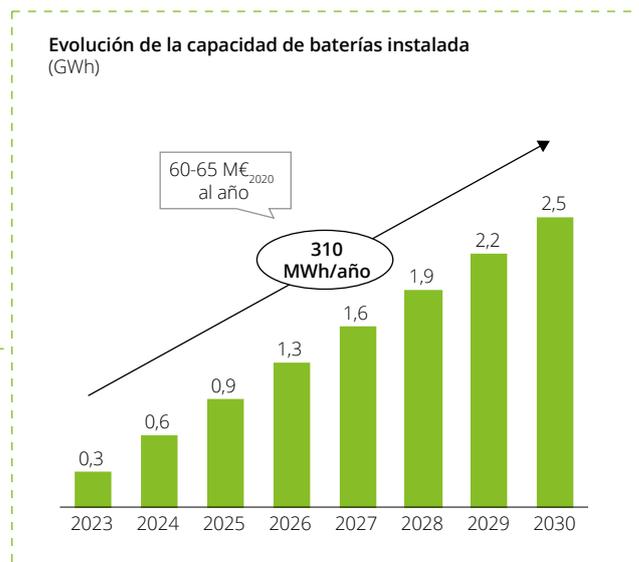
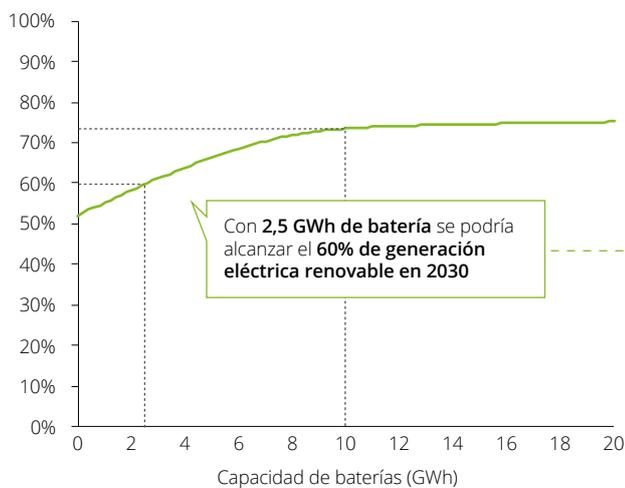
– Aunque la mayoría de las inversiones en baterías deberían plantearse para el periodo 2030-2040, debido a que es previsible que el desarrollo tecnológico abarate su coste hasta ese momento, parte de estas deberían adelantarse en los primeros años de la transición. Esto permitirá adaptar el sistema eléctrico paulatinamente al funcionamiento del almacenamiento a gran escala, capturar parte de los vertidos que se irán generando, incrementar la integración de renovables en la demanda final y reducir el coste en generación convencional. En caso de instalar en 2030 2,5 GWh de almacenamiento, junto con los 4-4,4 GW de renovables estimadas, se podría obtener un 60% de penetración renovable en el sistema eléctrico y evitar 400 M€ de coste en generación térmica (acumulado 2020-2030). Esto requeriría desarrollar anualmente de media 310

MWh, considerando que empiezan a instalarse a partir del año 2023 (ver Cuadro 37). Hacer posible estas inversiones requeriría superar las barreras actuales al desarrollo de esta tecnología:

- » No existe actualmente un esquema de remuneración para los sistemas de baterías. Una posible opción sería que se tratasen, desde el punto de vista regulatorio, como las plantas térmicas actualmente instaladas<sup>34</sup>: se definiría una remuneración de costes fijos y variables y se asignaría a los potenciales inversores interesados mediante un mecanismo competitivo.
- » No se han desarrollado los procedimientos necesarios para gestionar la operación de este almacenamiento por parte del Operador del Sistema.

**Cuadro 37: Penetración de energía renovable sobre total producción eléctrica para la potencia renovable instalada estimada a 2030**

(%, 4 GW de renovable instalada)



Fuente: análisis Monitor Deloitte

Es imprescindible desarrollar las actuaciones en el parque térmico actual para garantizar la seguridad de suministro, facilitar la integración de renovables y minimizar las emisiones GEI acumuladas mientras se alcanza la descarbonización completa

34 Como una instalación tipo del Real Decreto 738/2015

- Desarrollar las actuaciones necesarias en el parque térmico actual para garantizar la seguridad de suministro, facilitar la integración de renovables y minimizar las emisiones GEI acumuladas mientras se alcanza la descarbonización completa (ver anexo I para una descripción detallada de las medidas planteadas). Para conseguir estos objetivos se debería hibridar centrales térmicas, sustituir y extender la vida útil de las plantas de mayor antigüedad y adaptar centrales de fuel y gasóleo a consumir gas natural. Estas actuaciones requerirán 500-1.000 M€ de inversión en los próximos 10 años.

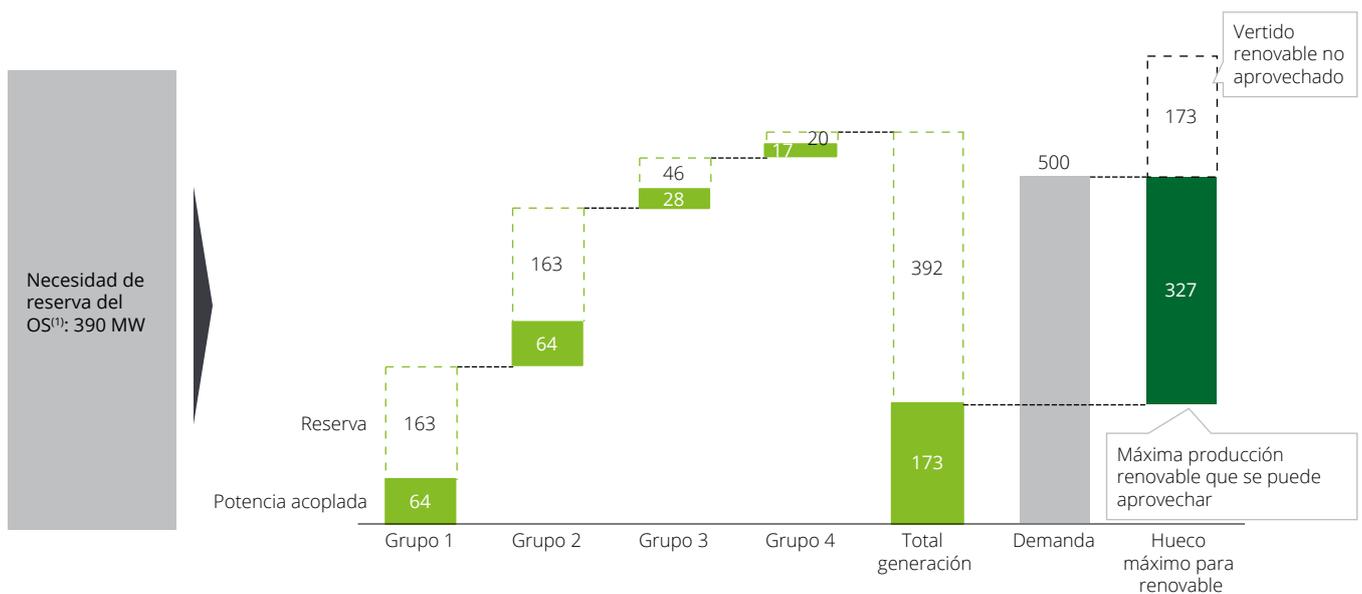
– Hibridar centrales térmicas: Por seguridad de suministro es necesario que algunos grupos de generación térmica estén acoplados a su mínimo técnico<sup>35</sup>, para responder de forma instantánea a la variabilidad de la generación-demanda y poder incrementar su potencia en un breve espacio de tiempo. Esta situación, sin embargo, limita el “hueco” disponible para la generación renovable (ver Cuadro 38), porque no es posible despachar los grupos por debajo de su mínimo técnico, de modo que la suma de mínimos técnicos de los grupos acoplados implica un nivel mínimo de producción térmica. Como consecuencia, una parte de la producción renovable se pierde en forma de vertidos, que crecerán a medida que se incremente la potencia renovable instalada en el sistema.

En caso de instalar baterías asociadas a grupos térmicos no sería necesario que estos estuvieran

acoplados para proporcionar esta reserva, ya que, en caso de necesidad, las baterías responderían de manera instantánea mientras el grupo térmico arranca<sup>36</sup> (esto se denomina hibridación de grupos térmicos). Esta actuación permite un funcionamiento más óptimo de las plantas térmicas, al reducir el número de arranques y las horas totales de funcionamiento y, por tanto, el coste operativo asociado y las emisiones. Además, al reducir la potencia térmica acoplada, aumentaría el “hueco” disponible para la generación renovable (ver Cuadro 39) y la capacidad de integración de renovables en el sistema.

Estas baterías para la hibridación de grupos térmicos realizan una función diferente que los sistemas de baterías comentados en el apartado anterior. Las baterías para hibridación deberán estar siempre cargadas y preparadas para su funcionamiento, mientras que las baterías para almacenamiento requerirán ciclos de carga-descarga diarios para su rentabilidad, lo que no asegura que estén disponibles en el momento necesario. Ambos sistemas de baterías permiten incrementar la integración de renovables en el sistema eléctrico: uno reduciendo la generación térmica acoplada necesaria para aumentar el hueco de las renovables, y otro almacenando los vertidos renovables para aprovecharlos posteriormente.

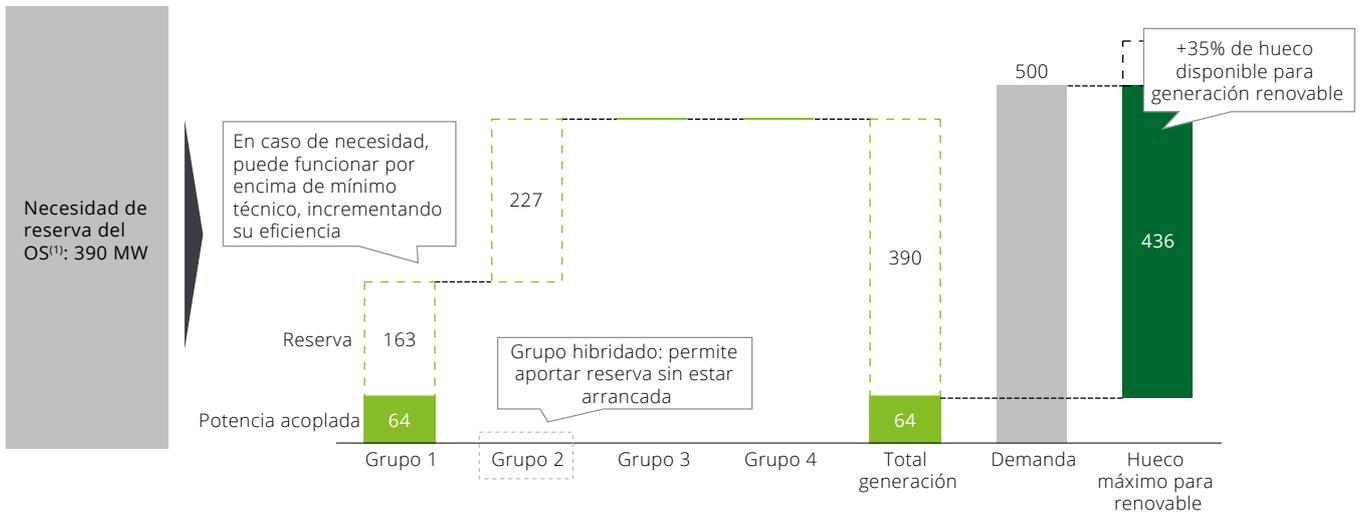
**Cuadro 38: Ejemplo de cobertura de la demanda en la isla de Tenerife sin hibridación de grupos (MWh)**



(1) Requerimiento de reserva considerando todos los procedimientos de operación. Fuente: Endesa; análisis Monitor Deloitte

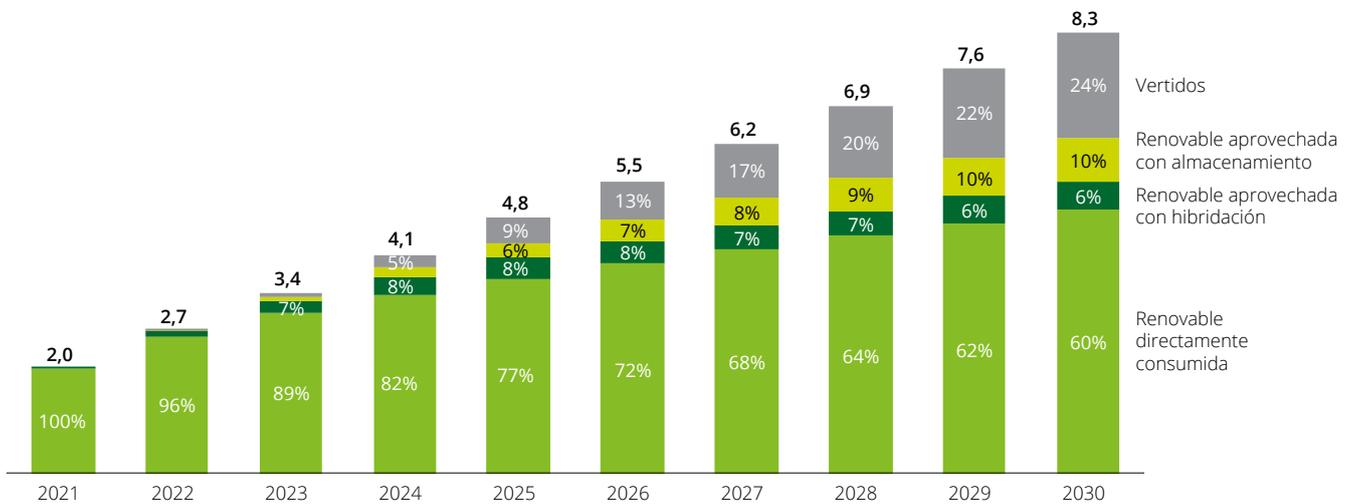
35 La potencia activa mínima a la que el grupo de generación puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado  
 36 30 minutos aproximadamente

**Cuadro 39: Ejemplo de cobertura de la demanda en la isla de Tenerife con hibridación de grupos (MWh)**



(1) Requerimiento de reserva considerando todos los procedimientos de operación.  
Fuente: Endesa; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 40: Aprovechamiento de la producción renovable (TWh)**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

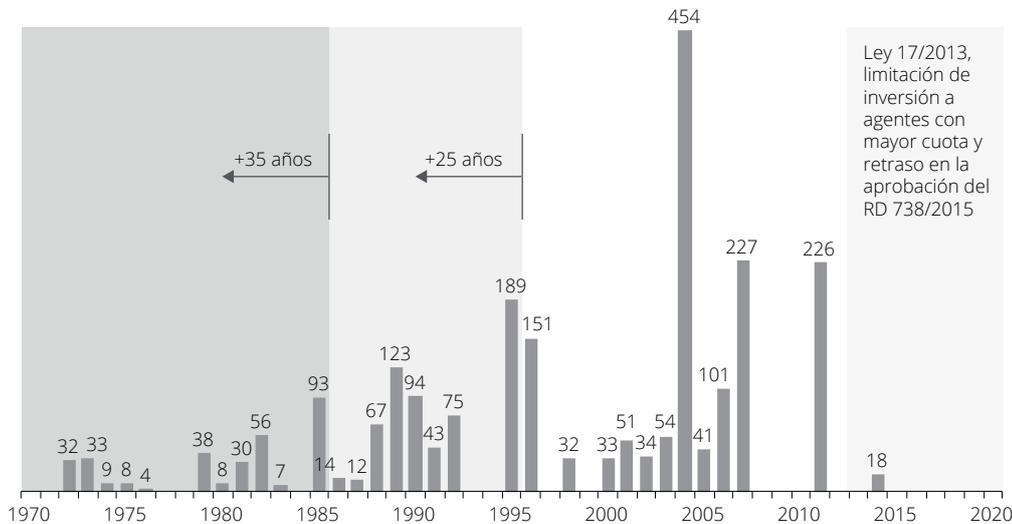


- En caso de hibridar 7 grupos térmicos (1 por isla), con una capacidad total de almacenamiento de 140 MWh (30 min de almacenamiento medio), se requeriría una inversión de 65 M€ y se podrían integrar anualmente 0,5 TWh de renovable que, de otro modo, se desaprovecharían (ver Cuadro 40).
- Sustituir y extender la vida útil de las plantas de mayor antigüedad: la generación térmica firme y gestionable seguirá siendo imprescindible para mantener la seguridad de suministro durante los próximos años. Sin embargo, el incremento de la edad media del parque de generación en la última década, por la imposibilidad de realizar nuevas inversiones (el 40% de la potencia ha superado ya su vida útil regulatoria inicial de 25 años, ver Cuadro 41) y el previsible incremento de la demanda, requieren acometer en el corto plazo:

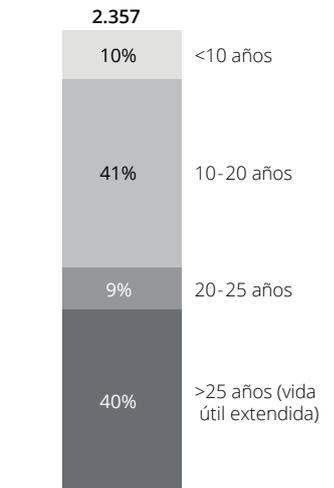
- » La sustitución de los grupos más antiguos por grupos modernos más eficientes, que puedan consumir tanto gasóleo como gas natural (y, en un futuro, mezcla de gas natural con hidrógeno, preparando al sistema para ser 100% descarbonizado).
- » Acondicionar los grupos de generación que hayan superado su vida útil regulatoria para extenderla, y garantizar así una operación fiable y segura de los mismos. Esta extensión permite seguir utilizando estas plantas unos años adicionales a los originalmente planteados, evitando una inversión aún mayor en nuevos grupos.

**Cuadro 41: Potencia térmica instalada en cada año (MW)**

Potencia térmica instalada en cada año (MW)



Potencia térmica según su antigüedad (MW; 2020)



Fuente: Endesa; análisis Monitor Deloitte

La generación térmica firme y gestionable seguirá siendo imprescindible para mantener la seguridad de suministro durante los próximos años

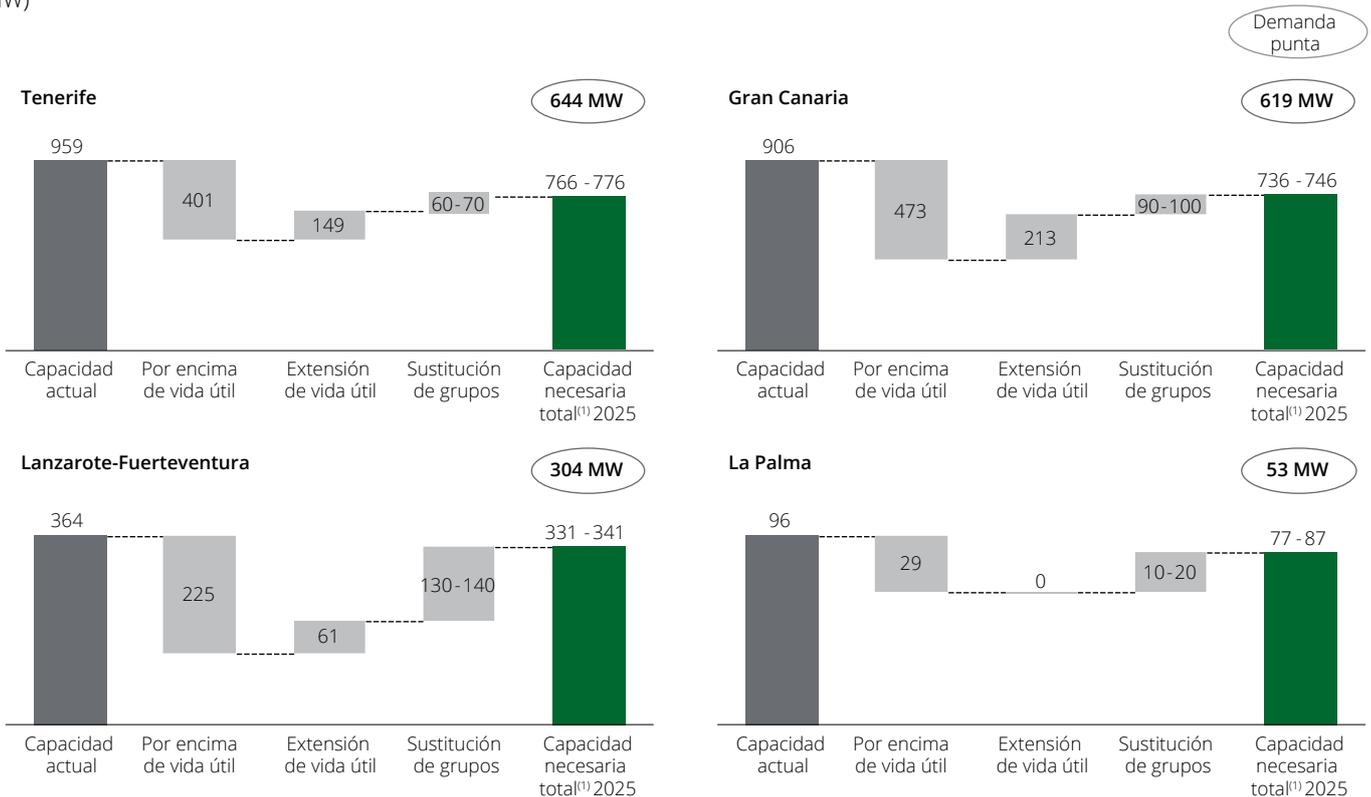
Concretamente, a partir del análisis LOLP y LOLE<sup>37</sup> y al cumplimiento de los procedimientos de operación de los TNP, realizado para el año 2025, se necesitarían las siguientes actuaciones en cada sistema para garantizar la seguridad del suministro (ver Cuadro 42):

- › Tenerife: realizar la extensión de la vida útil de 149 MW y la sustitución de 60-70 MW.
- › Gran Canaria: realizar la extensión de la vida útil de 213 MW y la sustitución de 90-100 MW, aunque esta sustitución dependerá del desarrollo de la central de bombeo Chira-Soria (necesitándose en todo caso esta potencia, al menos, en el corto plazo).
- › Lanzarote-Fuerteventura: realizar la extensión de la vida útil de 61 MW y la sustitución de 130-140 MW.

- › La Palma: realizar la sustitución de 10-20 MW.
- › La Gomera: realizar la extensión de la vida útil de 5 MW y la sustitución de 5 MW.
- › El Hierro: realizar la extensión de la vida útil de 1,4 MW y la sustitución de 1,5 MW.

– Adaptar centrales de fuel y gasóleo a consumir gas natural: las emisiones GEI del sector eléctrico acumuladas<sup>38</sup> entre 2020 y 2040 alcanzarían los 50-60 MtCO<sub>2</sub> en caso de mantener el uso de los combustibles actuales en el parque de generación eléctrica. Una solución viable y beneficiosa para reducir las emisiones GEI acumuladas en el periodo es adaptar grupos de generación ya existentes para consumir gas natural, y desarrollar un sistema logístico para llevar gas natural a estas plantas. Esta adaptación permitiría:

**Cuadro 42: Evolución de capacidad térmica disponible hasta 2025 (MW)**



(1) Capacidad térmica necesaria para cumplir criterios LOLE y LOLP, en un escenario de alta instalación de renovables y almacenamiento: ~2 GW renovables y 0,9 GWh de baterías en Canarias  
Fuente: Endesa; análisis Monitor Deloitte

37 LOLP (*Loss of Load Probability*): probabilidad de no satisfacer toda la potencia demandada en cada instante con el parque de generación disponible; LOLE (*Loss of Load Expectation*): Número de horas al año en el que se espera no satisfacer la demanda con la generación disponible

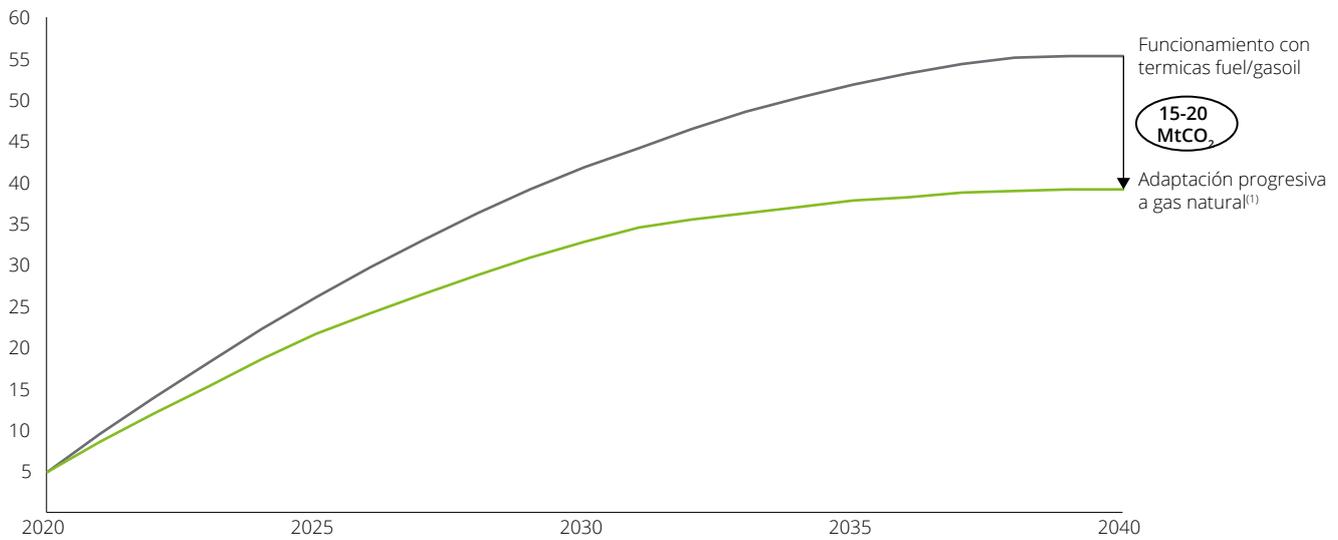
Este análisis no considera necesidades adicionales por restricciones en la red de transporte y distribución

38 Considerando una penetración renovable del 60% en 2030 y del 100% en 2040

» Reducir las emisiones acumuladas del sector eléctrico 15-20 MtCO<sub>2</sub> en el periodo 2020-2040, más de un año de todas las emisiones actuales de las Islas Canarias (ver Cuadro 43). También se produciría una reducción de elementos contaminantes (NOx, SOx, partículas) que implicaría una mejora de la calidad del aire, especialmente en aquellos centros urbanos situados cerca de plantas de generación, como la central de Punta Grande en Lanzarote.

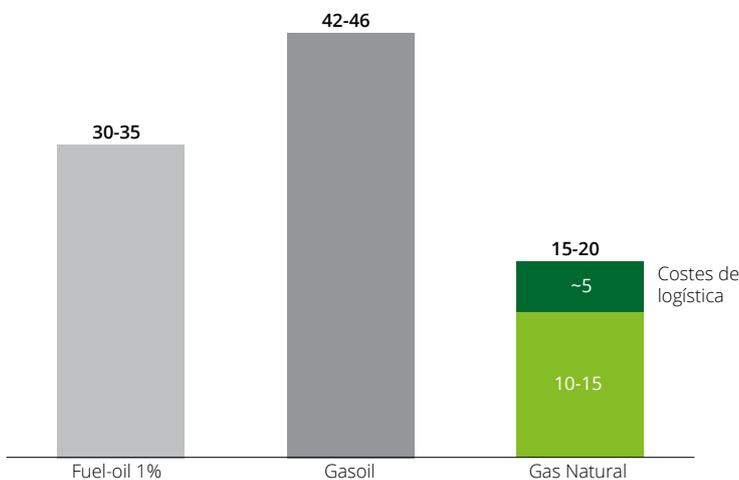
» Reducir el coste de generación térmica, debido al menor coste del gas natural respecto al fuel y al gasóleo (incluyendo los costes logísticos necesarios) (ver Cuadro 44), que cubren el coste de las inversiones necesarias para la adaptación de los grupos de generación. Adicionalmente, las menores emisiones GEI del gas natural implicarían también un menor coste de derechos de emisión.

**Cuadro 43: Emisiones de CO<sub>2</sub> acumuladas asociadas a la generación eléctrica (MtCO<sub>2</sub>eq)**



(1) Considera el siguiente ritmo de adaptación de plantas térmicas: 860 MW en 2022, 300 MW en 2025 y 1.000 MW en 2030  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 44: Coste de combustible en las centrales térmicas de Canarias (€/MWh; 2020)**



**Necesidades logísticas para el uso de gas natural como combustible en grupos en Canarias**

- **Unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU)** – infraestructuras temporales conectadas a través de un gasoducto a la central que pueden ser fácilmente desmontadas posteriormente. Posibles localizaciones:
  - En la toma de aguas de la central, amarrada a un rompeolas
  - Amarrada al fondo marítimo a 3 km de la central
  - En un puerto existente (como el de Granadilla en Tenerife)
- **Estas instalaciones pueden abastecer de gas natural a las plantas de generación y, posteriormente, a buques**, en función del desarrollo de la tecnología y del descenso de producción térmica

Fuente: REE; MIBGAS; análisis Monitor Deloitte



» Preparar al parque térmico para la introducción progresiva del hidrógeno como combustible, al poder incorporarse paulatinamente a la mezcla con gas natural según se va desarrollando gradualmente esta tecnología.

De manera prioritaria, se deberían desarrollar estos proyectos en aquellos grupos que tecnológicamente ya están preparados desde su diseño e instalación para el consumo de gas natural (requieren una menor adaptación técnica) y que tienen una mayor eficiencia, como son los ciclos combinados de las islas de Tenerife y Gran Canaria<sup>39</sup>. Estos grupos deberían ser los de mayor utilización en el periodo 2020-2040 y su adaptación conllevaría las mayores reducciones de emisiones. Posteriormente deben adaptarse los grupos de las islas de mayor tamaño (Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y Fuerteventura), aprovechando algunos de ellos la logística de transporte de gas natural utilizada para los ciclos combinados. A continuación, se adaptarían los grupos de las islas de menor tamaño, como La Palma, La Gomera y El Hierro (ver Cuadro 45).

**Cuadro 45: Fases del proceso de adaptación de centrales térmicas a gas natural**

	2020	2025	2030	...	2040	Plantas implicadas	Inversión
Adaptar CCGT para aprovechar su mejor rendimiento	<b>Adaptación de los 2 Ciclos Combinados</b> (Granadilla y Barranco de Tirajana) para aprovechar la mayor eficiencia y con 20 años para amortizar los costes de adaptación					<ul style="list-style-type: none"> <li>Granadilla CCGT I y II</li> <li>Bco. Tirajana CCGT I y II</li> <li><b>Total: 865 MW</b></li> </ul>	135 M€ <sub>2020</sub>
Adaptación de grupos necesarios para mantener la seguridad de suministro	<b>Adaptación de grupos en los sistemas eléctricos de mayor tamaño</b> (Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y Fuerteventura)					<ul style="list-style-type: none"> <li>Candelaria, Granadilla, Jinámar, Punta Grande y Las Salinas</li> <li><b>Total: 490-520 MW<sup>(1)</sup></b></li> </ul>	465-510 M€ <sub>2020</sub>
Adaptación de plantas para funcionar post 2040 con gas natural/ hidrógeno	<b>Adaptación de grupos en los sistemas eléctricos de menor tamaño</b> (La Palma)					<ul style="list-style-type: none"> <li>Los Guinchos</li> <li><b>Total: 10-20 MW</b></li> </ul>	15-31 M€ <sub>2020</sub>
	<b>Adaptación de grupos a sistemas capaces de consumir una mezcla de gas e hidrógeno (con potencial de hasta 100% H<sub>2</sub>) para poder funcionar &gt;2040</b>					<ul style="list-style-type: none"> <li>Potencia necesaria para dar cobertura necesaria en 2040</li> <li><b>Total: 3.000-4.000 MW</b></li> </ul>	1.000-2.000 M€ <sub>2020</sub>
Inversión ya contabilizada en la definición del sistema 100% descarbonizado a 2040							

(1) Incluyendo grupos existentes adaptados a gas natural, y grupos nuevos ya preparados para ello  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

39 Plantas de ciclo combinado de Granadilla y Barranco de Tirajana

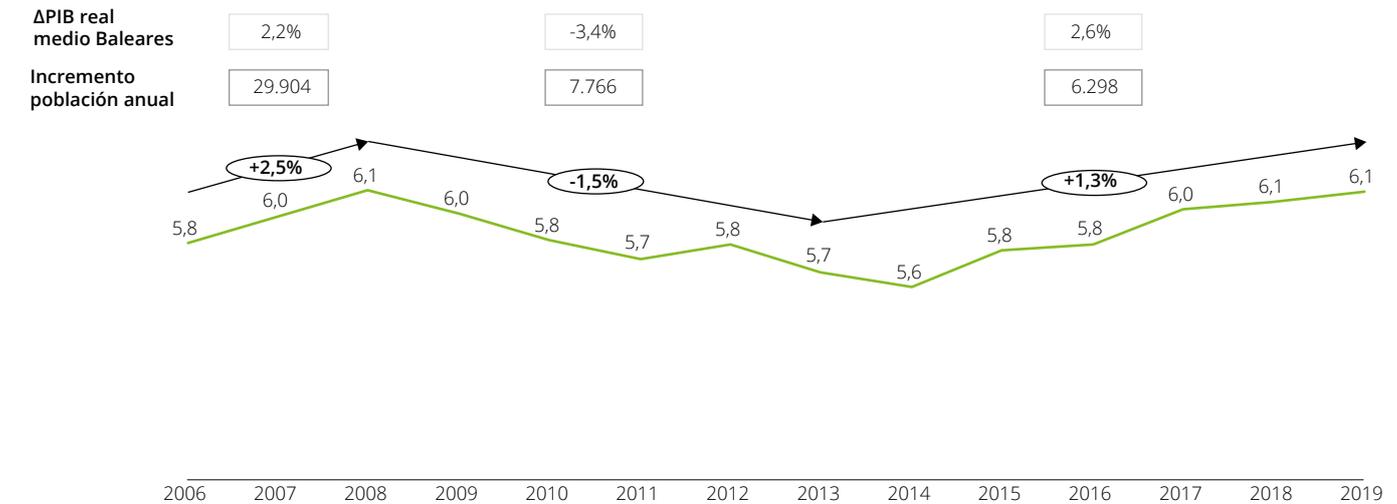
**La generación eléctrica en las Islas Baleares**

**Demanda eléctrica en 2040**

La demanda en las Islas Baleares en los últimos años ha crecido a un ritmo anual del 1,3%, sustancialmente inferior a periodos temporales con un crecimiento económico similar (2006-2008). Esto sugiere que el consumo de electricidad ha perdido la correlación con el PIB que ha presentado en épocas anteriores (ver Cuadro 46).

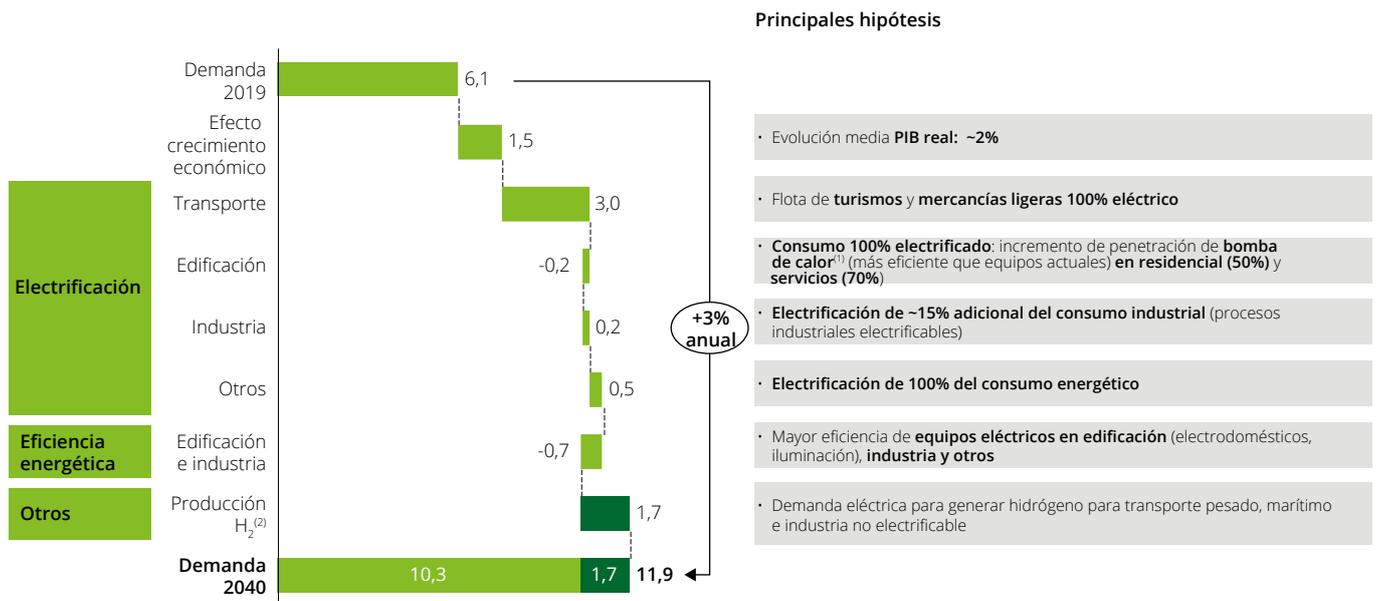
Con un consumo de energía final completamente electrificado en 2040, la demanda eléctrica en las Islas Baleares alcanzaría los ~10 TWh (hasta ~12 TWh si consideramos que el hidrógeno necesario para los consumos no electrificables se produce localmente), lo que supondría un incremento anual del ~3% (ver Cuadro 47). Al igual que en Canarias, este crecimiento vendría provocado principalmente por la electrificación del transporte y el crecimiento económico.

**Cuadro 46: Demanda eléctrica anual en Baleares (TWh)**



Fuente: REE; INE; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 47: Evolución de la demanda eléctrica en Baleares entre 2019 y 2040 (TWh)**

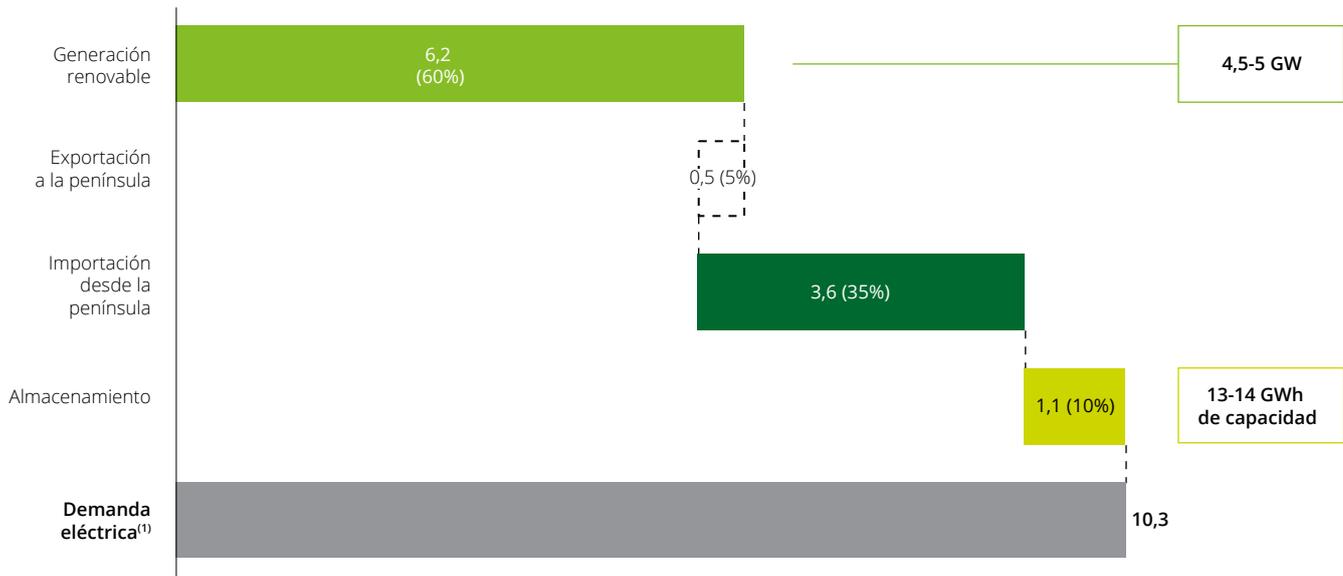


**Principales hipótesis**

- Evolución media PIB real: ~2%
- Flota de **turismos y mercancías ligeras 100% eléctrico**
- **Consumo 100% electrificado:** incremento de penetración de **bomba de calor<sup>(1)</sup>** (más eficiente que equipos actuales) **en residencial (50%) y servicios (70%)**
- **Electrificación de ~15% adicional del consumo industrial** (procesos industriales electrificables)
- **Electrificación de 100% del consumo energético**
- Mayor eficiencia de **equipos eléctricos en edificación** (electrodomésticos, iluminación), **industria y otros**
- Demanda eléctrica para generar hidrógeno para transporte pesado, marítimo e industria no electrificable

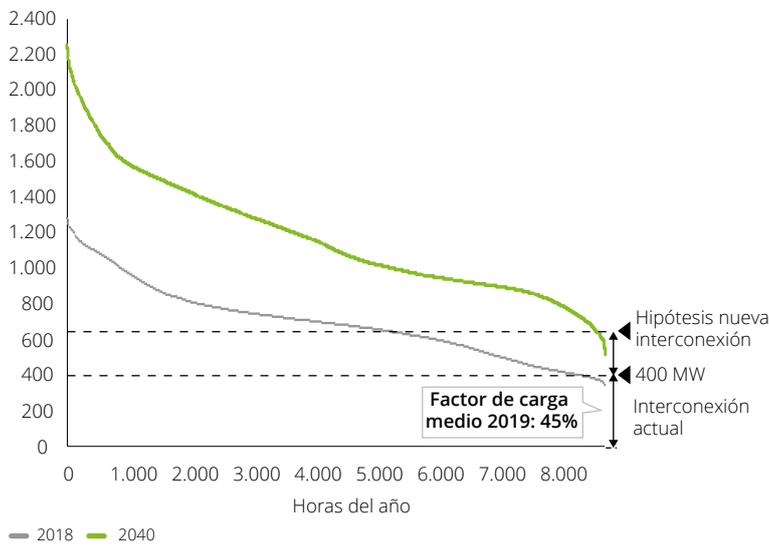
(1) Sustitución de termos eléctricos por bomba de calor  
 (2) Demanda eléctrica en caso de generación de hidrógeno en el propio archipiélago  
 Fuente: análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 48: Cobertura de la demanda del sistema propuesto en 2040 (TWh)**



(1) No incluye la generación eléctrica necesaria para la producción de hidrógeno en industria y transporte (este combustible puede producirse en el archipiélago o importarse, en función de la evolución de los costes de producción y transporte de la tecnología)  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 49: Demanda horaria de Islas Baleares (MWh)**



Fuente: ESIOS; REE; análisis Monitor Deloitte

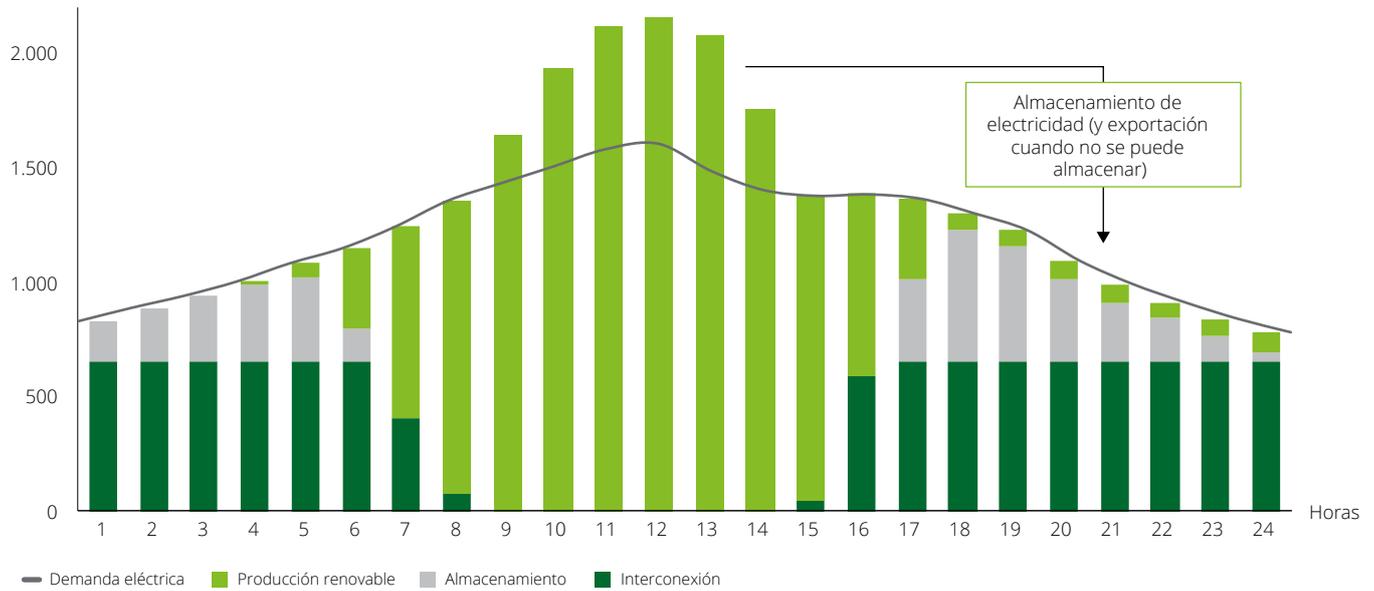
**Generación eléctrica cero emisiones en 2040**

Para conseguir un sistema completamente descarbonizado en 2040 serían necesarios, considerando una capacidad neta de interconexión con la Península de 650 MW, 4,5-5 GW de capacidad renovable instalada y 13-14 GWh de capacidad almacenamiento, (ver Cuadro 48). Este sistema permitiría cubrir el ~60% de la demanda directamente con renovables, el ~30% con la interconexión (energía renovable generada en la península menos exportación a la península de producción generada en Baleares y no consumida) y el ~10% con almacenamiento.

Para diseñar adecuadamente un sistema eléctrico completamente descarbonizado en las Islas Baleares se requiere prestar atención a sus particularidades:

- Debido a su situación geográfica, el sistema balear tiene la opción de contar con capacidad de interconexión con la península y entre las islas. Ya existe una interconexión operativa entre la península y Baleares de 2 x 200 MW, y está planteándose la construcción de una adicional (a falta de publicarse la planificación oficial, se asume una capacidad de 2 x 250 MW para esta nueva interconexión). Esta situación permitirá disponer de una capacidad de interconexión efectiva de 650 MW, considerando los criterios de seguridad en su funcionamiento. Sin

**Cuadro 50: Cobertura horaria de demanda en 2040**  
(MW)

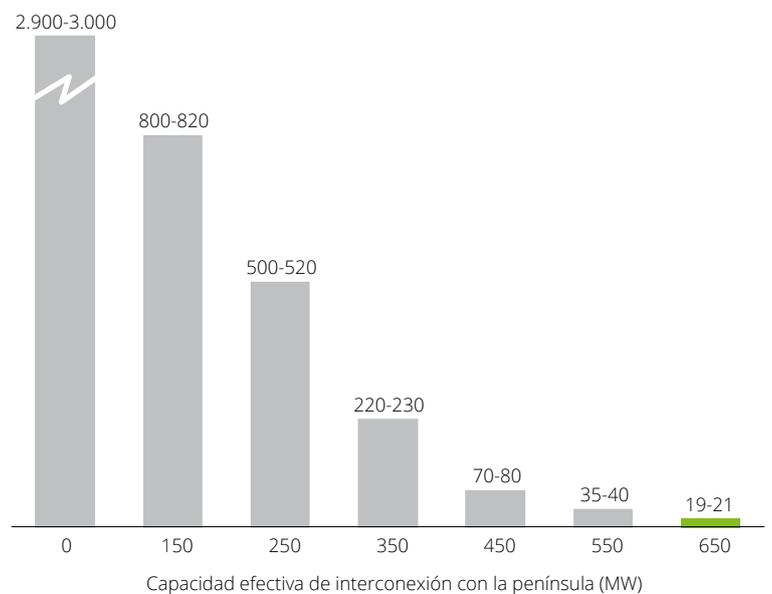


Fuente: análisis Monitor Deloitte

embargo, esta interconexión en solitario no permitirá abastecer toda la demanda eléctrica para el año 2040 (ver Cuadro 49), por lo que es necesario instalar generación renovable y almacenamiento en las Islas para alcanzar el objetivo de disponer de un sistema eléctrico 100% descarbonizado.

- A pesar de la posibilidad de disponer de capacidad adicional de interconexión con la península, la Ley de cambio climático y transición energética de Baleares establece que, en el año 2050, exista la capacidad para generar en el territorio de las Islas Baleares, mediante energías renovables, al menos, el 70% de la energía final que se consuma en este territorio, con el objetivo de avanzar en la autosuficiencia energética. Alcanzar este valor obliga a la instalación de generación renovable suficiente en el territorio de las Islas Baleares.
- El funcionamiento de la interconexión se complementa eficazmente con el de la generación renovable y el almacenamiento. La generación renovable (solar) funciona durante las horas centrales del día, mientras el almacenamiento captura los excesos de la generación para utilizarlos por la noche. La interconexión apoya al almacenamiento en su labor de cubrir la demanda en horas nocturnas (ver Cuadro 50). Este apoyo permite necesitar menos almacenamiento para cubrir la demanda cuanto más capacidad de interconexión exista (ver Cuadro 51).

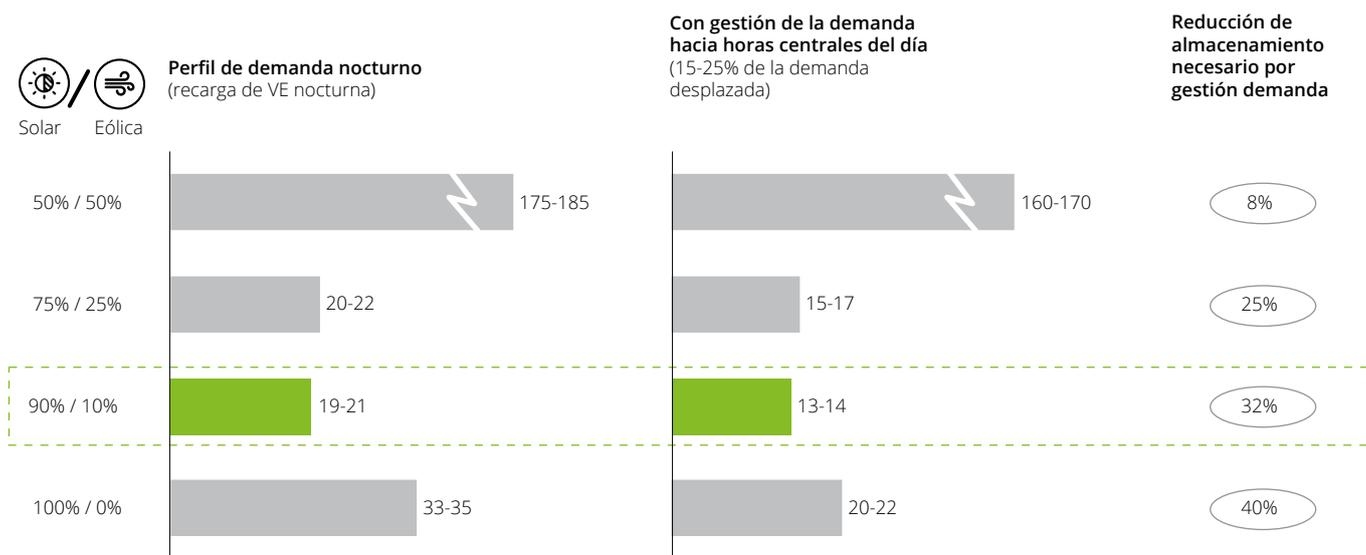
**Cuadro 51: Capacidad de almacenamiento necesaria con distintos niveles de interconexión con la península<sup>(1)</sup> para un sistema 100% renovable (sin gestión de la demanda)**  
(GWh)



(1) Considerando un mix de producción renovable 90% solar FV y 10% eólico y una producción renovable de 10 TWh. No considera gestión de la demanda  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

- La generación solar tiene un mejor encaje con el almacenamiento, al ser más predecible su funcionamiento, lo que permite dimensionar de manera más precisa la capacidad de almacenamiento necesario. Un mix de generación 50% solar - 50% eólico<sup>40</sup> necesitaría ~10 veces más capacidad de almacenamiento que un sistema 90% solar - 10% eólico (ver Cuadro 52).
- Asimilar el perfil de consumo al de generación (solar) permite optimizar la capacidad de almacenamiento necesaria. En las Islas Baleares podría existir un potencial de gestión de la demanda del 15-25% del total: carga de vehículos eléctricos y consumos de edificación flexibles como parte del ACS y algunos electrodomésticos como lavadora o lavavajillas. Alcanzar este grado de gestión de la demanda permitiría reducir hasta un 40% la capacidad de almacenamiento necesaria en un sistema completamente descarbonizado en las Islas Baleares (ver Cuadro 52). Para conseguir estos resultados se necesitan:
  - Un sistema de tarifas eléctricas y una señal de precio horario de energía que incentive a los consumidores a modificar sus hábitos de consumo.
  - Una serie de mecanismos de gestión de la demanda gestionados por el Operador del Sistema, que le provean de la capacidad de controlar de manera directa el consumo en determinados momentos. Estos mecanismos podrían ser la figura del agregador de demanda, sistemas de gestión de la carga de vehículos eléctricos o una evolución de la interrumpibilidad para consumidores de mayor tamaño.

**Cuadro 52: Capacidad de almacenamiento necesaria con distintos mix de producción renovable<sup>(1)</sup>**  
(GWh)



(1) Con 10 TWh de producción renovable  
Fuente: análisis Monitor Deloitte



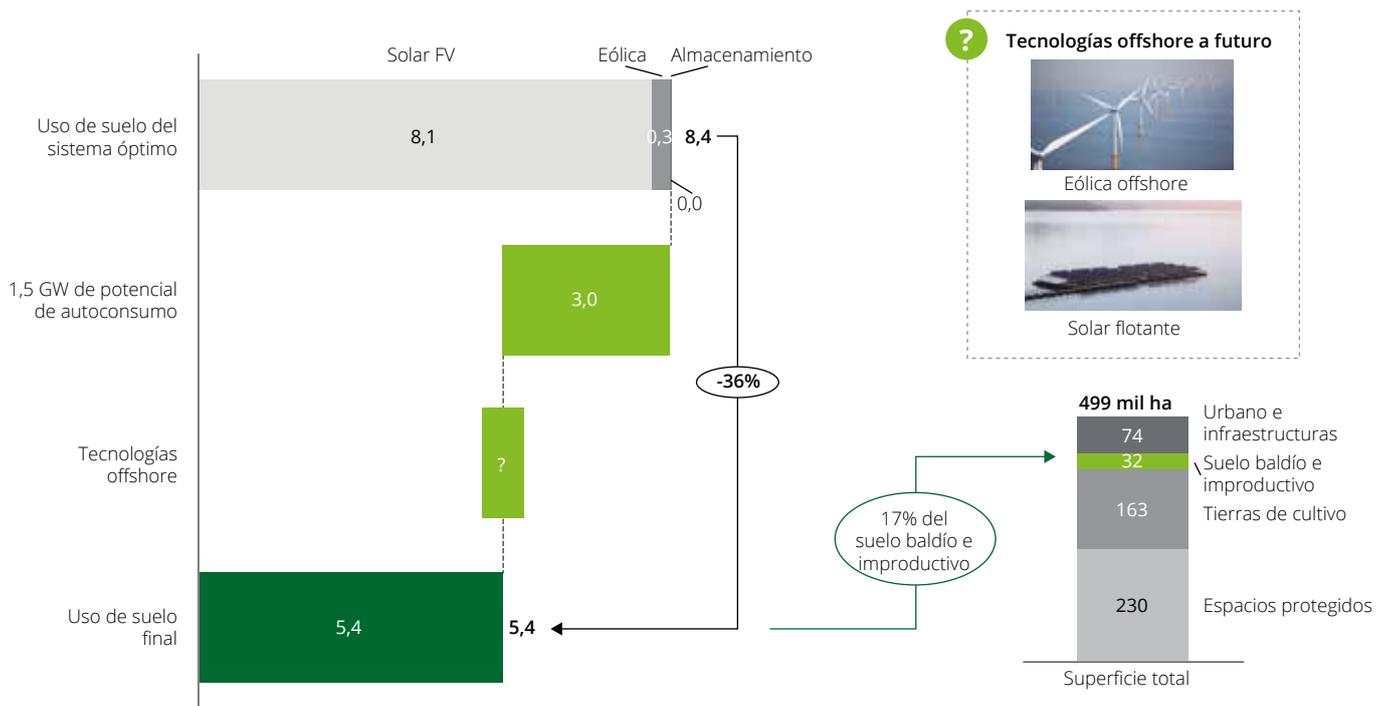
40 En términos de producción eléctrica

- La ocupación del suelo es un factor clave en las Islas Baleares. En este caso, no debería suponer una barrera relevante si se aprovecha adecuadamente todo el potencial de autoconsumo estimado de 1-2 GW. La instalación de tecnologías de generación *offshore* también sería una solución que ayudaría a reducir el uso del terreno. El sistema planteado necesitaría ~5 mil ha de superficie de suelo, que suponen el 1% de la superficie total del archipiélago y el 17% de la superficie de terreno baldío e improductivo (ver Cuadro 53).
- Debería existir una capacidad de respaldo de emergencia que garantizara la seguridad de suministro ante potenciales fallos en los sistemas de almacenamiento o en las interconexiones (como

ya ha ocurrido en el pasado). Este respaldo no funcionaría en condiciones normales, pero debería estar disponible en caso de emergencia. Estas plantas podrían ser grupos de gas natural, plantas de hidrógeno (que funcionasen de manera conjunta con otras industrias que utilizarasen este combustible) o plantas que utilizarasen combustibles sintéticos avanzados. La decisión sobre este respaldo de emergencia deberá tomarse en la década de 2030, en función del desarrollo tecnológico y los costes de cada opción disponible.

Este sistema 100% descarbonizado requeriría 4,5-5 GW de capacidad renovable instalada, 13-14 GWh de capacidad de almacenamiento y 2,6 GW<sup>41</sup> de capacidad de respaldo de emergencia, más el posible

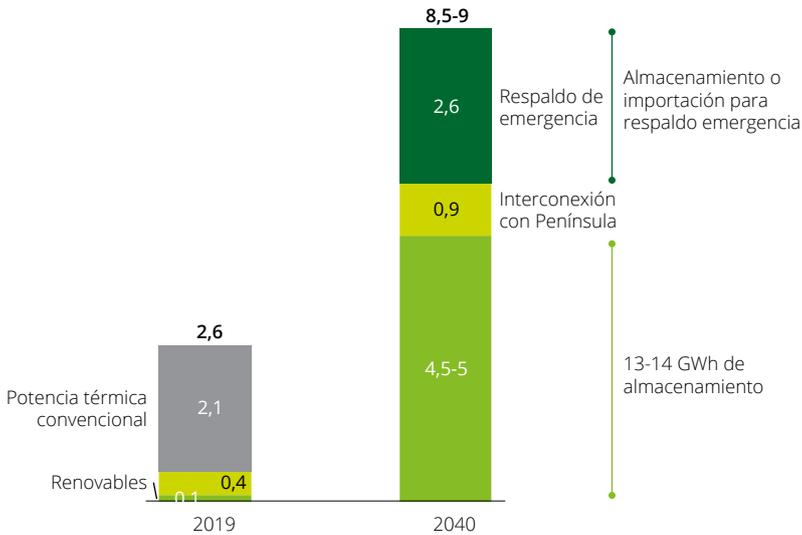
**Cuadro 53: Superficie ocupada por el sistema propuesto**  
(miles de ha)



Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación; análisis Monitor Deloitte

41 Estimado a partir de la demanda punta en 2040 por el coeficiente de cobertura orientativo

**Cuadro 54: Parque de generación eléctrico (e interconexión con la península) en Baleares (GW)**

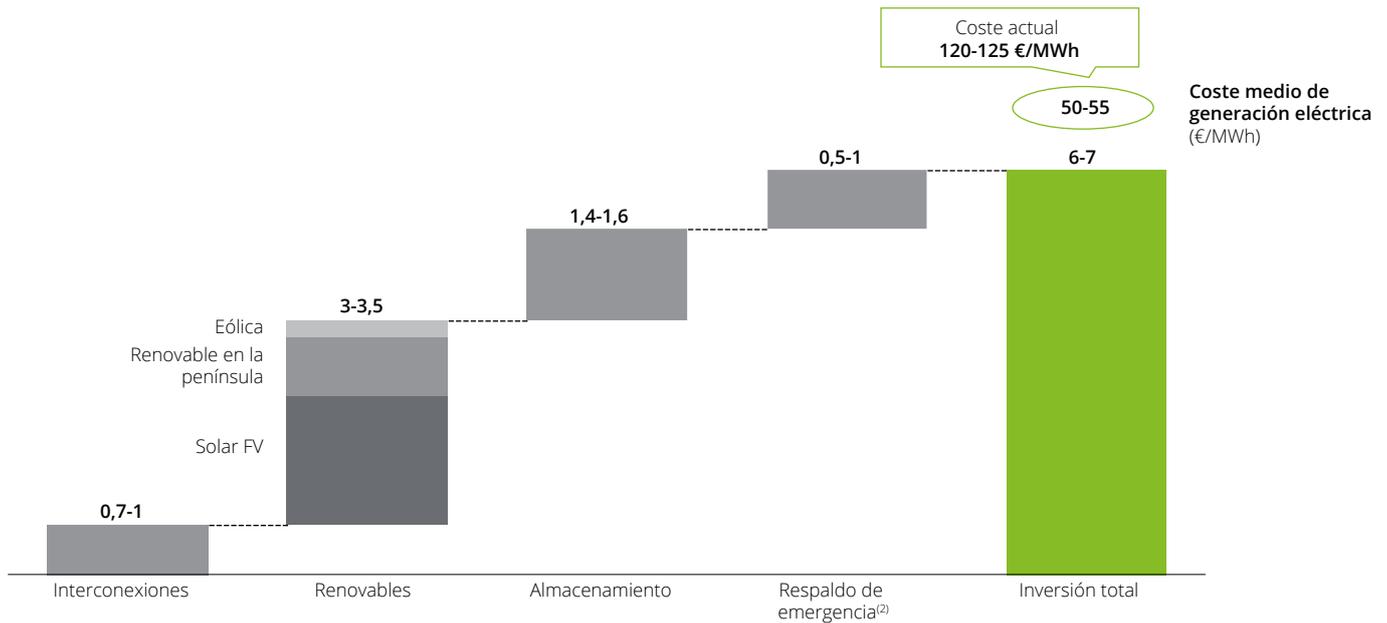


Fuente: análisis Monitor Deloitte

almacenamiento de energía para este respaldo de emergencia (ver Cuadro 54). Adicionalmente este sistema contaría con 900 MW de capacidad de interconexión (650 MW de capacidad efectiva) con la península y capacidad de interconexión completa entre las islas<sup>42</sup>.

El sistema descarbonizado planteado requeriría una inversión de 6-7 mil M€: 3-3,5 mil M€ en renovables, tanto en las Islas Baleares como las equivalentes a desarrollar en la península, 0,7-1 mil M€ en interconexiones, 0,5-1 mil M€ en respaldo de emergencia y 1,4-1,6 mil M€ en sistemas de almacenamiento (ver Cuadro 55). El coste medio de generación se reduciría un 55% respecto al coste actual, hasta los 50-55 €/MWh.

**Cuadro 55: Inversión total en el sistema eléctrico<sup>(1)</sup>**  
(miles de M€<sub>2020</sub>)



(1) Hipótesis de Capex: solar FV 500 €/kW; eólica 800 €/kW; baterías 110 €/kWh

(2) Supone 2-3 GW de capacidad con un coste de 200-300 €/kW

Fuente: IEA; IRENA; NREL; análisis Monitor Deloitte

42 En caso de no alcanzar en 2040 un grado de interconexión entre las islas que permitiese considerar el sistema Balear como un único sistema integrado, debería analizarse la necesidad de más capacidad renovable y de almacenamiento en alguna isla

### La transición desde el sistema actual al sistema cero emisiones

El sistema eléctrico en las Islas Baleares está actualmente basado en centrales térmicas e interconexiones (una con la península y varias que conectan entre si las islas de Mallorca, Ibiza y Formentera, así como la previsión de que Mallorca y Menorca vuelvan a estar interconectadas a finales de 2020). Pasar de este sistema a uno 100% renovable a largo plazo requiere abordar una serie de acciones en los próximos 5-10 años, en concreto:

- Impulsar paulatinamente la penetración renovable en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de generación renovable y almacenamiento, que requerirá una inversión en los próximos 10 años de 1.500-2.000 M€.
- Para alcanzar el objetivo de renovables planteado es imprescindible incrementar el ritmo de instalación de generación renovable en las Islas Baleares. En el periodo 2020-2025 se requeriría instalar de media 125-135 MW/año de renovables (incluyendo autoconsumo), 210-230 MW/año entre los años 2025-2030 y 270-300 MW/año en 2030-2040, para alcanzar el total de una manera incremental y paulatina (ver Cuadro 56). Como referencia la potencia total renovable instalada en el sistema balear en 2019 era de ~100 MW. Existen relevantes barreras para atraer este nivel de inversiones necesario:
  - » Barreras administrativas que dificultan el desarrollo de parques renovables, tales como la limitación de facto de instalaciones de más de 10 ha, la obligación de ofrecer la posibilidad de participar a otros agentes en proyectos de más de 5 MW<sup>43</sup> o las limitaciones al impacto visual de las plantas que impiden la instalación de seguidores solares. Estas limitaciones dificultan la tramitación, repercuten en el aprovechamiento del recurso e incrementan su coste inicial, hasta 10-20% más que una instalación equivalente en la península. Debido a que el recurso solar está en la media nacional, los inversores tienen mayores dificultades para desarrollar parques rentables.

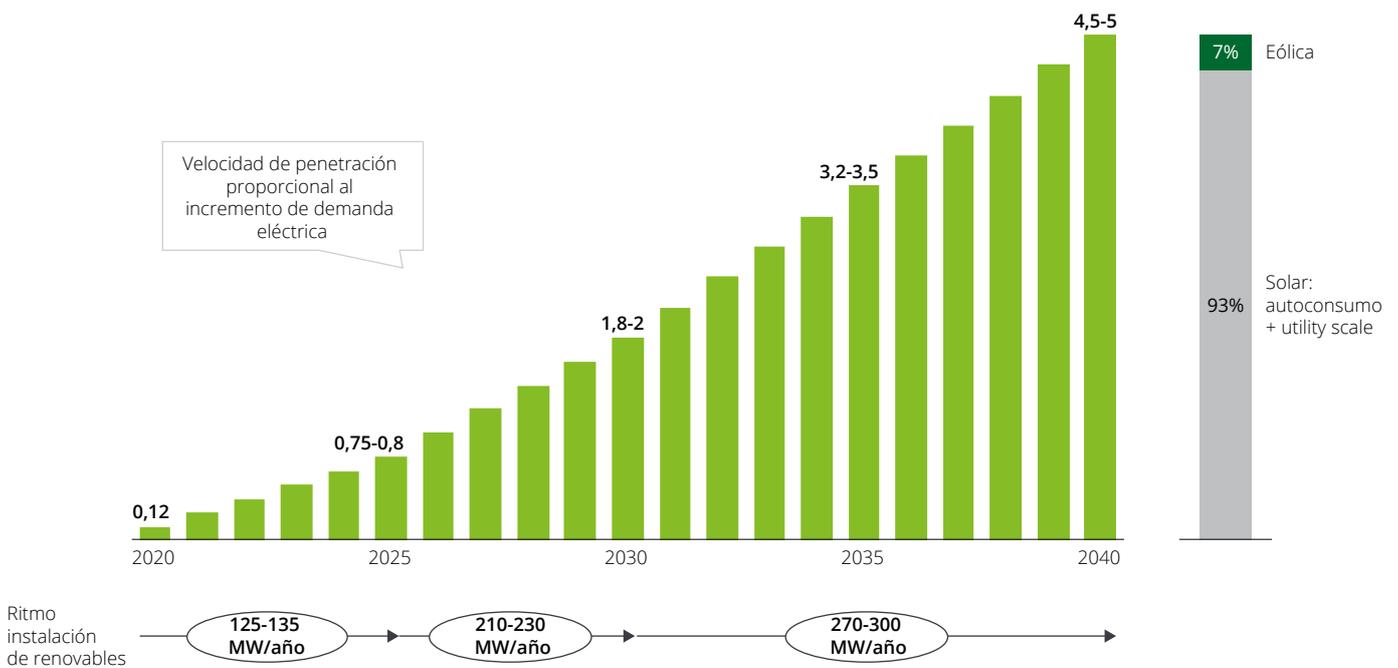


43 La Ley 10/2019 de cambio climático y transición energética de Baleares establece la obligación de ofrecer la posibilidad de participar, en al menos el 20% de la propiedad del proyecto, a personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, radicadas en el municipio en el que se pretende situar su instalación. Si no llega al 20% se deberá ampliar la oferta a los municipios limítrofes. En caso de seguir sin agotarse el 20%, se extenderá la oferta a la comunidad autónoma de las Illes Balears

## Se debería desarrollar un mecanismo de subastas específico que recogiese las necesidades concretas del desarrollo renovable en los territorios no peninsulares

» La ausencia de un mecanismo sostenible que genere una señal de precio que permita a los inversores tener visibilidad a largo plazo sobre sus ingresos. Durante los últimos años, se han venido desarrollando subasta de capacidad renovable a cargo de los Fondos FEDER, cuya sostenibilidad en el tiempo podría no estar garantizada, debido a la gran cantidad de fondos que serían necesarios. Por lo tanto, se debería desarrollar un mecanismo de subastas específico que recogiese las necesidades concretas del desarrollo renovable en Canarias. La frecuencia y el volumen subastado debería ser superior al histórico, de acuerdo con el ritmo necesario de instalación. Estas subastas deberían realizarse, como mínimo, anualmente y ser específicas por tecnología (ver más detalle en Anexo II).

**Cuadro 56: Capacidad renovable instalada en las Islas Baleares (GW)**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

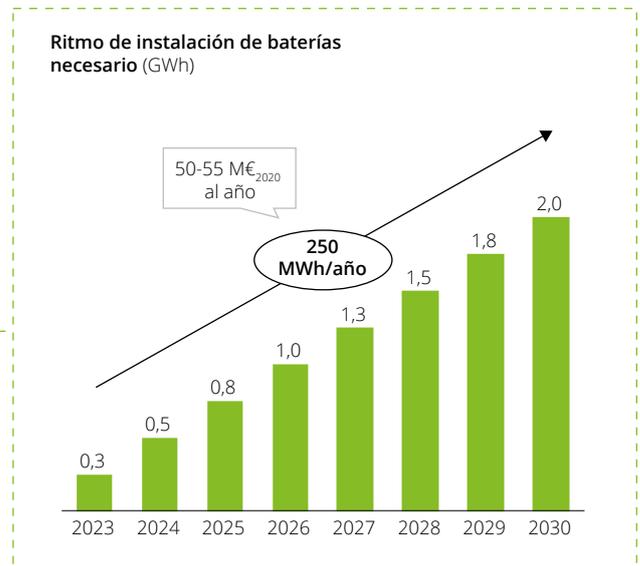
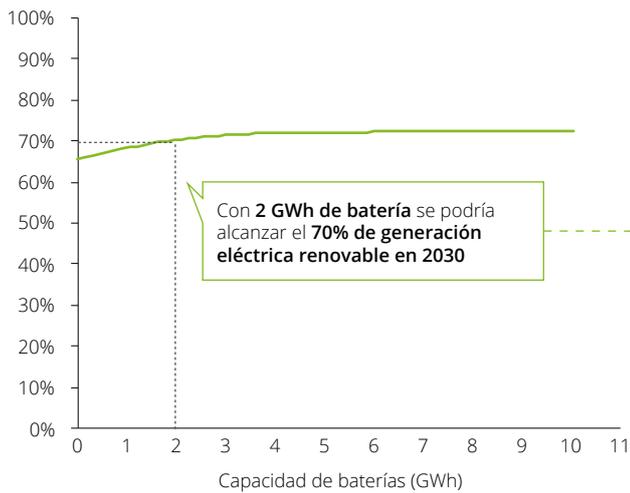
– En el sistema eléctrico balear es viable alcanzar un 65% de penetración renovable en 2030, considerando 650 MW de capacidad neta de interconexión<sup>44</sup> y 1,8-2 GW de capacidad renovable instalada. En caso de querer alcanzar el 70% (5% adicional), se requeriría instalar 2 GWh de baterías hasta ese año (ver Cuadro 57), que además permitirían anticipar el esfuerzo de penetración de almacenamiento en el sistema y capturar parte de los vertidos que se irán generando. Conseguir atraer la inversión necesaria para instalar estos 2 GWh requiere definir un esquema de remuneración específico y un mecanismo para la operación de

este almacenamiento, que incluya también la operación de los mecanismos de gestión de la demanda (ver descripción en el bloque de gestión de la demanda).

- Realizar actuaciones en el parque de generación térmico que faciliten la integración de renovables, minimicen las emisiones GEI acumuladas y garanticen la seguridad de suministro (ver anexo I para una descripción detallada de las medidas planteadas). Estas actuaciones conllevarían unas inversiones durante los próximos 10 años de menos de 100 M€ de manera acumulada.

**Cuadro 57: Penetración de renovable en generación eléctrica<sup>(1)</sup> en 2030 con 1,8 GW de renovable instalada y la nueva interconexión con la península**

(%)



(1) Contabilizando la electricidad importada por la interconexión con la península como electricidad renovable en un 74%, de acuerdo al PNIEC. Considerando que la electricidad importada por la interconexión no puede exceder el 30% de la demanda total  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

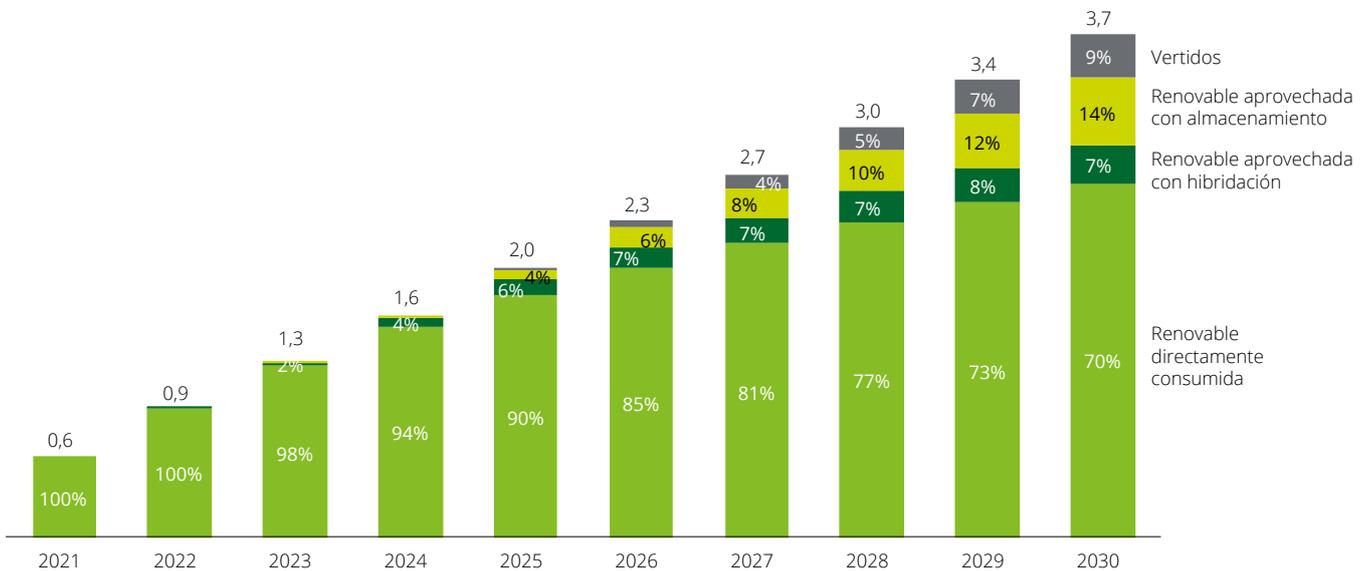
44 Contabilizando la electricidad importada por la interconexión con la península como electricidad renovable en un 74%, en línea con las estimaciones del PNIEC

- Al igual que en el sistema eléctrico canario, la hibridación de centrales térmicas con sistemas de almacenamiento permite reducir la potencia térmica acoplada por requisitos de seguridad de suministro, optimiza el funcionamiento del parque de generación e incrementa la capacidad de integración de renovables en el sistema (ver ejemplo en Cuadro 38 y Cuadro 39). La instalación de 66 MWh de capacidad de almacenamiento en dos grupos (Mahón y CCGT Cas Tresorer) requeriría una inversión de 30 M€ y permitiría integrar 0,3 TWh de renovables adicionales (ver Cuadro 58).
- La central de Formentera cumplirá 59 años de vida en 2025, lo que implica que la central no está en disposición de asegurar el suministro en caso de necesitarse. En esta isla es necesario encontrar una solución a la recurrente necesidad de potencia adicional que existe en los meses de verano, que actualmente se cubre con grupos electrógenos, con un impacto ambiental notable. Esta solución a implantar debe garantizar el suministro en la isla y aportar seguridad en caso de incidencia de

las interconexiones, y dependerá de la capacidad y la redundancia de las nuevas interconexiones que se plantean para unir Ibiza-Formentera y del momento de su entrada en funcionamiento.

- La central de Mahón (central de fuel) abastece de energía eléctrica en exclusiva a la isla de Menorca desde la rotura del enlace Mallorca-Menorca en 2017. Está previsto que la isla de Menorca vuelva a quedar conectada con Mallorca a mediados de 2020, y se espera contar con una segunda interconexión para segunda mitad de esta década. Adaptar esta central a consumir gas natural, permitiría reducir las emisiones GEI un 25% (considerando la generación eléctrica y las emisiones derivadas del transporte de gas), reducir las emisiones de elementos contaminantes un 70-90% (NOx, SOx, partículas) y reducir el coste variable de funcionamiento un 30% respecto al gasóleo. Esta adaptación requiere una inversión de 40 M€ y podría estar operativa en 18 meses, tras la aprobación de los trámites administrativos necesarios.

**Cuadro 58: Aprovechamiento de la producción renovable<sup>(1)</sup>**  
(TWh)



(1) Teniendo en cuenta el mínimo técnico de potencia térmica que debe estar en funcionamiento para aportar la reserva necesaria al sistema: 242 MW para Baleares

(2) Definido como el porcentaje de energía de la nueva potencia instalada que es aprovechado para cubrir demanda, y no es desaprovechado en forma de vertidos

Fuente: análisis Monitor Deloitte

### La generación eléctrica en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla

#### Demanda eléctrica en 2040

Una electrificación completa del consumo de energía final en Ceuta y Melilla en el año 2040 implicaría un incremento de la demanda eléctrica en estos sistemas desde los 420 GWh actuales (~210 GWh cada sistema) a 850 GWh, lo que supondría un incremento anual del ~3,5%. La principal palanca responsable de este aumento sería la electrificación del transporte ligero (ver Cuadro 59).

#### Generación eléctrica cero emisiones en 2040

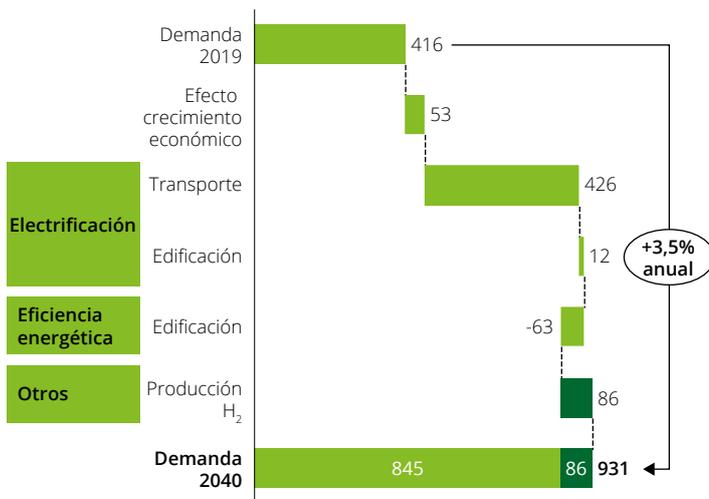
Ceuta y Melilla presentan características comunes a la hora de afrontar la descarbonización completa de sus sistemas eléctricos. Su reducido tamaño requiere una mayor flexibilidad en la operación y un mayor coeficiente de cobertura, mientras que presentan una importante limitación de espacio disponible para desarrollar instalaciones de generación renovable a gran escala.

Sin embargo, en Ceuta existe la posibilidad de desarrollar interconexiones eléctricas con la península (ya hay una planificada), mientras que en Melilla existen mayores dificultades técnicas para este tipo de infraestructura. La capacidad de interconexión tiene implicaciones muy relevantes en el diseño de un sistema eléctrico completamente descarbonizado, por lo que la solución final en ambas ciudades es diferente.

- En Ceuta, la interconexión planificada cubriría la práctica totalidad de la demanda eléctrica con importación de electricidad renovable desde la península, pudiendo apoyarse en generación renovable instalada en la propia ciudad, fundamentalmente autoconsumo:

- Ceuta tiene la posibilidad de interconectarse con la península mediante cable submarino. Ya hay planificada una interconexión de 2x50 MW, cuya puesta en funcionamiento está prevista en los próximos años. La interconexión con

**Cuadro 59: Evolución de la demanda eléctrica en Ceuta y Melilla entre 2019 y 2040 (GWh)**



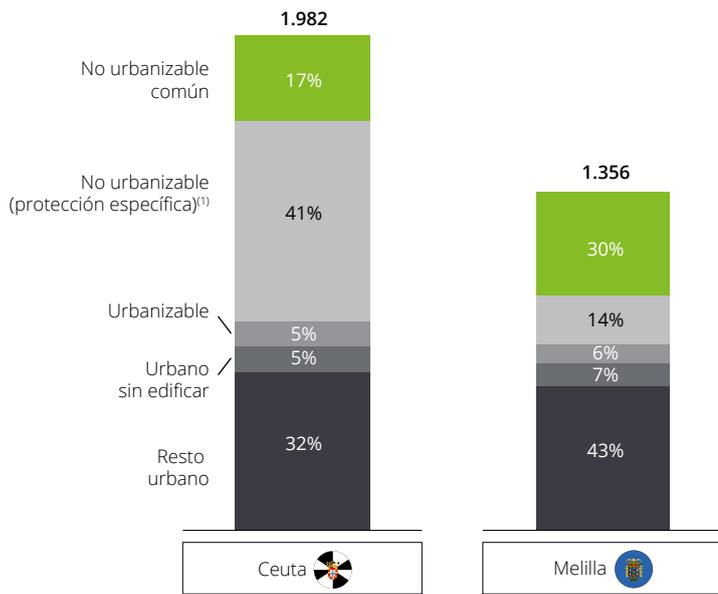
#### Principales hipótesis

- Evolución media PIB real: ~2%
- Flota de **turismos y mercancías ligeras 100% eléctrico**
- **Consumo energético 100% electrificado.** Incremento de penetración de **bomba de calor<sup>(1)</sup>** (más eficiente que equipos actuales) en **residencial (50%) y servicios (70%)**
- Mayor eficiencia de **equipos eléctricos en edificación (electrodomésticos, iluminación) y otros**
- Transporte pesado y otros

(1) Sustitución de termos eléctricos por bomba de calor  
Fuente: análisis Monitor Deloitte



**Cuadro 60: Superficie de suelo según su clasificación**  
(ha)



(1) Incluye suelo No Urbanizable de Especial Protección Ecológica, Paisajística, de Cauces y de Costas  
Fuente: Plan General de Ordenación Urbana de Ceuta; Plan General de Ordenación Urbana de Melilla; análisis Monitor Deloitte

la península debería poder cubrir la práctica totalidad de la demanda en Ceuta en condiciones de funcionamiento normales (con la capacidad de interconexión completamente disponible).

- Las medidas de gestión de la demanda en este territorio deberían impulsar un aplanamiento de la curva, es decir, trasladar consumos hacia las horas nocturnas, para limitar el crecimiento de la demanda punta y facilitar el funcionamiento de la interconexión.
- Existe una relevante limitación de espacio disponible para desarrollar instalaciones renovables a gran escala. En todo el territorio de Ceuta, únicamente 340 ha estarían disponibles potencialmente para desarrollar estas instalaciones (suelo catalogado como no urbanizable común, ver Cuadro 60). El desarrollo de renovables en este territorio debe descansar mayoritariamente en instalaciones de autoconsumo y generación distribuida, que deben potenciarse para incentivar la generación renovable local, el desarrollo económico y el empleo asociado.



- Independientemente de la capacidad de interconexión, es imprescindible mantener en el territorio cierta capacidad de generación firme, para funcionar en caso de incidencia en el cable submarino (situación que ya se ha dado en la interconexión entre España y Marruecos). Esta capacidad de generación no funcionaría en condiciones normales, pero debería estar técnicamente preparada para ello en caso de necesidad. Grupos térmicos de gas natural serían la opción más razonable durante los primeros años, debido a su menor coste de adaptación y a la disponibilidad de combustible. A más largo plazo pueden evaluarse otras tecnologías tales como hidrógeno o combustibles sintéticos, en función de su desarrollo y viabilidad económica de estas opciones en el futuro.

- En el caso de Melilla, el desarrollo de una interconexión eléctrica con la península es más complejo debido a la mayor distancia que debería tener el cable submarino (~10 veces superior que en el caso de Ceuta). Por tanto, la solución para un sistema eléctrico 100% descarbonizado en este territorio en 2040 debe pasar necesariamente por generación térmica con combustibles no emisores, apoyado por el máximo de generación renovable que sea viable desarrollar localmente, fundamentalmente autoconsumo.

- La demanda eléctrica debería cubrirse con la tecnología de menor coste que no genere emisiones GEI. Esta elección deberá plantearse

en la década de 2030, cuando exista una mayor visibilidad sobre las diferentes opciones, y dependerá de la evolución tecnológica y de costes de las alternativas, tales como biogás, biomasa, hidrógeno o combustibles sintéticos.

- Al igual que en el caso de Ceuta, la falta de espacio disponible para el desarrollo de renovables a gran escala (ver Cuadro 60) implicará que buena parte del peso de este debe recaer en las instalaciones de autoconsumo. Potenciar su uso es clave para minimizar el uso de combustibles no emisores con mayor coste de generación, por lo que deberían impulsarse incentivos económicos para el desarrollo de esta opción.

Alcanzar los sistemas eléctricos planteados en Ceuta y Melilla para el año 2040 requeriría de una inversión de 280-300 M€: 100-120 en renovables (en la península y en las ciudades autónomas), 150 en la interconexión con Ceuta, y 30-35 en grupos de respaldo.

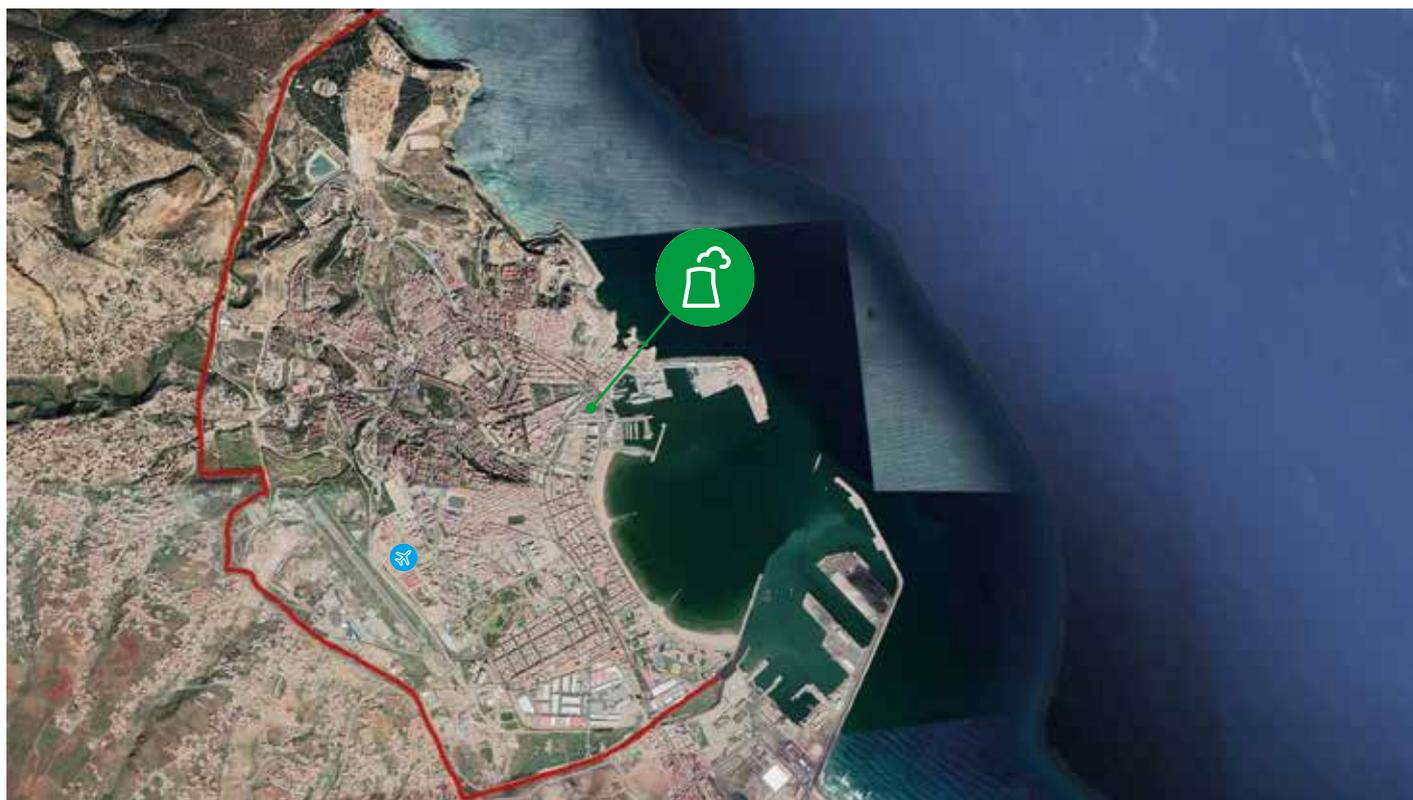
### La transición desde el sistema actual al sistema cero emisiones

Ceuta no requiere actuaciones relevantes en los próximos años, debido a la llegada de la interconexión con la península. En caso de retraso en la puesta en marcha de esta instalación, debería realizarse un análisis detallado del estado del parque de generación para evitar que pudieran producirse problemas de garantía de suministro e impulsar la adaptación de las plantas de generación a consumir gas natural.

Por su parte, el sistema eléctrico de Melilla se enfrenta a 2 retos principales en el corto plazo (ver en Anexo I un resumen de actuaciones a desarrollar por cada subsistema).

- Es imprescindible sustituir grupos antiguos para garantizar la seguridad de suministro. Entre el año 2020 y 2025, 30 MW de potencia (40% de los 75 MW de capacidad instalada) tendrán más de 25 años, y 20 MW de ellos tendrán entre 35 y 45 años de vida. Para mantener las actuales ratios de seguridad de suministro, se deben acometer en este periodo de tiempo las actuaciones necesarias para extender la vida útil de 9 MW y sustituir 22 MW de capacidad (preparados para el uso de gas natural). Estas actuaciones permitirían disponer de 76 MW de capacidad térmica instalada.
- Se debe impulsar la adaptación de los grupos de generación actuales a consumir gas natural, así como desarrollar la logística necesaria para transportar el gas a este territorio. Esta medida conseguiría reducir un 40% las emisiones de GEI y un 90-100% las de otros elementos contaminantes como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas. En esta ciudad es especialmente relevante, ya que la central eléctrica se sitúa en el propio casco urbano de la ciudad, y las emisiones influyen directamente en la calidad del aire de los habitantes.

**Cuadro 61: Central térmica de Melilla**



## Las redes eléctricas

### Retos de los operadores de redes eléctricas en los TNP

Las redes tienen un rol muy relevante en la modernización de los sistemas eléctricos de los TNP. Los planes de inversión específicos de estos territorios han estado enfocados al incremento de la calidad de suministro, mejorar su respuesta ante interrupciones (con planes de contingencia específicos que incluyen la disponibilidad de grupos electrógenos) y la actualización de la red de distribución. Estas inversiones han permitido mantener una calidad de suministro alineada con la del Sistema Peninsular<sup>45</sup> y desplegar casi 2 millones de contadores inteligentes en los últimos años.

Para la actualización de la red de distribución de los TNP se han realizado actuaciones en tres ámbitos:

- Modernización, por ejemplo, con actuaciones para la reconfiguración y reposición de determinadas salidas de línea. Para lo anterior, se han realizado campañas de identificación de instalaciones de distribución con mayor tasa de fallo e impacto en clientes.
- Digitalización y automatización, por ejemplo, con el sistema LARS (Localización Averías y Reposición Servicio) para la digitalización de la gestión de averías en la red de distribución, el incremento de los dispositivos de control remoto en la red de media tensión - MT (telemandos) y la mejora tecnológica del sistema de control remoto de la red de alta tensión - AT en Subestaciones.
- Transformación de sistemas y centros de control, por ejemplo, con nuevos sistemas de supervisión o control adaptados a las especificidades de las redes en estos territorios.

Sin embargo, las especificidades de las redes eléctricas en los TNP implican que los operadores de redes se enfrenten a los siguientes retos en la actualidad:

- La complejidad de su operación dada su carácter aislado, que requiere mayores niveles de seguridad y redundancia de las redes. Para ello es clave seguir desarrollando el mallado y el escalonamiento de la red de distribución de los TNP, así como el despliegue de equipos específicos. Cabe destacar el rol de las protecciones en distribución para gestionar desastres por subfrecuencia y contribuir a garantizar el desequilibrio generación-demanda, que se pueden ilustrar con los siguientes indicadores<sup>46</sup>:

– El mayor despliegue de estas protecciones, por ejemplo, en Baleares el 48% de las líneas incorporan la función de deslastre, porcentaje superior al despliegue en otras regiones del Sistema Peninsular que se sitúa en un valor medio del 28%.

– Las mayores ocurrencias de desastres en los TNP para mejorar la seguridad de suministro, llegando en las Islas Baleares a una media de 11 actuaciones y en Canarias a 20 actuaciones al año, frente a la no necesidad de este tipo de desastres en el Sistema Peninsular (desastres “cero”).

- Por otro lado, será necesario intensificar el despliegue del sistema propio de la red de distribución denominado LARS (Localización Averías y Reposición Servicio) para la gestión de averías, al que se pretende dotar de un despliegue análogo al del Sistema Peninsular (su despliegue es inferior al 75% en determinadas zonas de los TNP, y próximo al 100% en las regiones peninsulares).
- La necesidad de mejorar la resiliencia de la red de los TNP, por la mayor frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos que en el Sistema Peninsular (por ejemplo, temporales, inundaciones), así como la elevada salinidad ambiental. Las perturbaciones causadas por eventos climatológicos extremos son cada vez más frecuentes en los territorios no peninsulares, y pueden afectar a la calidad de suministro (por ejemplo, interrupciones, averías, cortes de suministro).
- La limitada disponibilidad de suelo en los territorios no peninsulares para el desarrollo de las redes eléctricas, por sus propias características orográficas o geográficas, y en algunos casos, por algunos condicionantes de la regulación actual. Estos condicionantes están relacionados con las características territoriales y medioambientales de los TNP:

– Una mayor protección territorial en virtud de las competencias de las administraciones, pudiendo llegar a más del 40% de zonas protegidas en algunos lugares, debido a instrumentos normativos como la Ley 4/2017, del Suelo y los Espacios Naturales Protegidos de Canarias, o el Plan Territorial Especial de Ordenación de los Corredores de Transporte de Energía Eléctrica de Gran Canaria.

45 En base a datos representativos para zonas con redes de Endesa Distribución (e-distribución). Por ejemplo, las redes de distribución en TNP han tenido un TIEPI en un rango representativo de 1,3-1,1, en línea con las zonas con mejor calidad de suministro de Endesa Distribución (e-distribución)

46 Datos de Endesa Distribución (e-distribución)

- Una elevada parcelación del territorio, con un tamaño medio de parcelas en rústico muy reducido (históricamente sólo Lugo era comparable con las Islas Baleares, por tamaño medio mínimo de parcela). Esto puede derivar en largos procesos de expropiación o de obtención de permisos particulares, incluso para instalaciones subterráneas (existiendo restricciones para aéreas).
- Ciertas restricciones que pueden limitar la viabilidad de nuevas subestaciones y líneas de media tensión (por ejemplo, el Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares no permite diseñar líneas ni derivaciones aéreas en media tensión).
- La necesidad de aumentar la sensorización y el grado de digitalización de las redes de los TNP para dotarlas de una gestión más dinámica, por la menor estabilidad e inercia de estos sistemas y la esperada entrada masiva de renovables, almacenamiento y recursos distribuidos, que incrementará la variabilidad del balance consumo-generación. Esto implicará la aceleración progresiva de las inversiones de digitalización en las redes de media y baja tensión de los TNP, hasta superar las del Sistema Peninsular (18% de la inversión total de red de distribución es digitalización en TNP). Además, la previsión es que el 40% de los centros de transformación de distribución estén dotados de sensores en 2024 en los TNP, cuando el total actual está en torno a 5%.
- El envejecimiento y obsolescencia tecnológica de algunos equipos, que se verá incrementado por la mayor digitalización esperada en los TNP. Considerando las anteriores cifras de objetivos de digitalización, el riesgo de obsolescencia de los equipos actuales es creciente, especialmente en la baja tensión.
- Optimizar la planificación y el despliegue de la red que debe adaptarse a un despliegue masivo de renovables, almacenamiento y recursos distribuidos.
- Integrar equipos y sistemas que garanticen la operación eficiente de unos TNP más complejos, y que en la actualidad cuentan con menor penetración de generación no gestionable que el Sistema Peninsular.
- Capturar y analizar datos de la red de baja tensión para la integración de recursos distribuidos, que será fundamental para la necesaria gestión de la demanda en los TNP, según lo explicado en los apartados anteriores, o la recarga inteligente.
- Desarrollar una mayor orientación al consumidor eléctrico, permitiendo que el distribuidor refuerce su participación en el sistema como Gestor de Red, con un rol más relevante en la gestión de datos de la red y de equipos. Esto es clave para el desarrollo de nuevos servicios, como la recarga inteligente, servicios asociados a la eficiencia energética o gestión de la demanda, u otros relacionadas con el autoconsumo o la nueva generación renovable.

#### **Inversiones necesarias**

Se deberán invertir 6,3-7,<sup>47</sup> miles de M€ en activos de redes eléctricas hasta el año 2040 para descarbonizar los TNP. Estas inversiones suponen ~300-350 millones de € anuales hasta 2040, con un peso muy relevante en tres palancas clave:

- La conexión de la generación renovable y el almacenamiento, dadas las elevadas inversiones que serán necesarias en los TNP.
- La electrificación de la movilidad de pasajeros por carretera, y de la recarga inteligente. Cabe destacar la importancia de las inversiones en digitalización y automatización para habilitar la recarga inteligente.
- La modernización y actualización de los activos de red, que son claves para gestionar unos TNP con integración masiva de renovables, almacenamiento y recursos distribuidos, así como una gestión activa de la demanda en un sistema eléctrico más complejo por su carácter aislado.

Las redes eléctricas son facilitadores de la descarbonización de los TNP y deben permitir la integración masiva de generación renovable no gestionable y de recursos distribuidos, así como el desarrollo de una gestión de la demanda que permita un sistema eléctrico más eficiente en los TNP. Será particularmente relevante el rol de las redes de baja tensión, por la integración a ese nivel de recursos distribuidos y gestión de la demanda.

En el futuro los operadores de redes eléctricas en los TNP tendrán que resolver importantes retos durante la transición energética:

<sup>47</sup> Incluye inversiones para sistemas insulares (Islas Canarias y Baleares) para electrificar usos energéticos actuales, electrificar movilidad de personas por carretera, integrar renovables y almacenamiento, modernizar y actualizar activos, así como digitalización. No incluye inversión en interconexiones entre subsistemas o sistemas eléctricos. Datos obtenidos según ratios de estimación de estudio "La contribución de las redes eléctricas a la transición energética" elaborado por Monitor Deloitte con los operadores de redes.

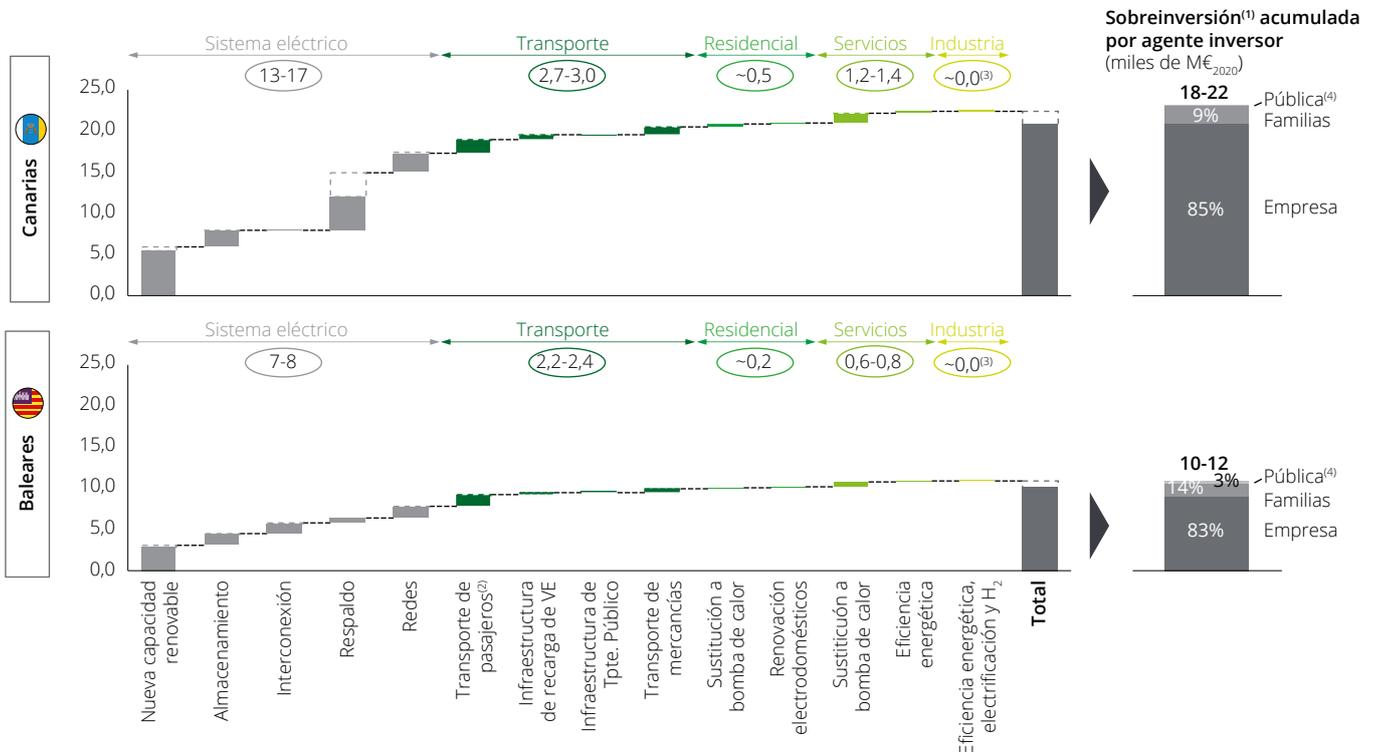
# Inversiones y beneficios de la descarbonización

## Inversiones para alcanzar cero emisiones en 2040

El desarrollo de todas las actuaciones necesarias para conseguir la descarbonización de los TNP a 2040 requiere un esfuerzo inversor en todos los sectores de actividad. La inversión adicional<sup>48</sup> necesaria en el periodo 2020-2040 para alcanzar este objetivo sería de 18-22 mil M€ en la Islas Canarias (~10.000 € de media por habitante a lo largo de todo el

periodo) y de 10-12 mil M€ en Baleares (~9.000 € por habitante). El 70-80% de esta inversión debería ser destinada a la transformación del sector eléctrico, y sería mayoritariamente desarrollada por empresas privadas (80-85% del total de las sobreinversiones) y un porcentaje muy inferior por las familias y por el sector público (ver Cuadro 62).

**Cuadro 62: Sobreinversión<sup>(1)</sup> acumulada en el periodo 2020-2040 por palanca de descarbonización**  
(miles de M€<sub>2020</sub>)



(1) Diferencia de inversión entre la opción considerada como actuación energéticamente sostenible y la opción convencional (p. ej. Diferencia de inversión entre un VE y un vehículo convencional);

(2) No incluye inversiones en transporte marítimo y aéreo interinsular;

(3) No incluye conversión a H<sub>2</sub>

(4) Incluye autobús eléctrico e infraestructura de transporte público

Fuente: Plan Director Sectorial de Movilidad de les Illes Balears; análisis Monitor Deloitte

48 La inversión adicional se define como la diferencia de inversiones entre la opción considerada en el estudio como actuación energéticamente sostenible y la opción convencional (por ejemplo, diferencia de inversión entre un vehículo eléctrico y un vehículo convencional)

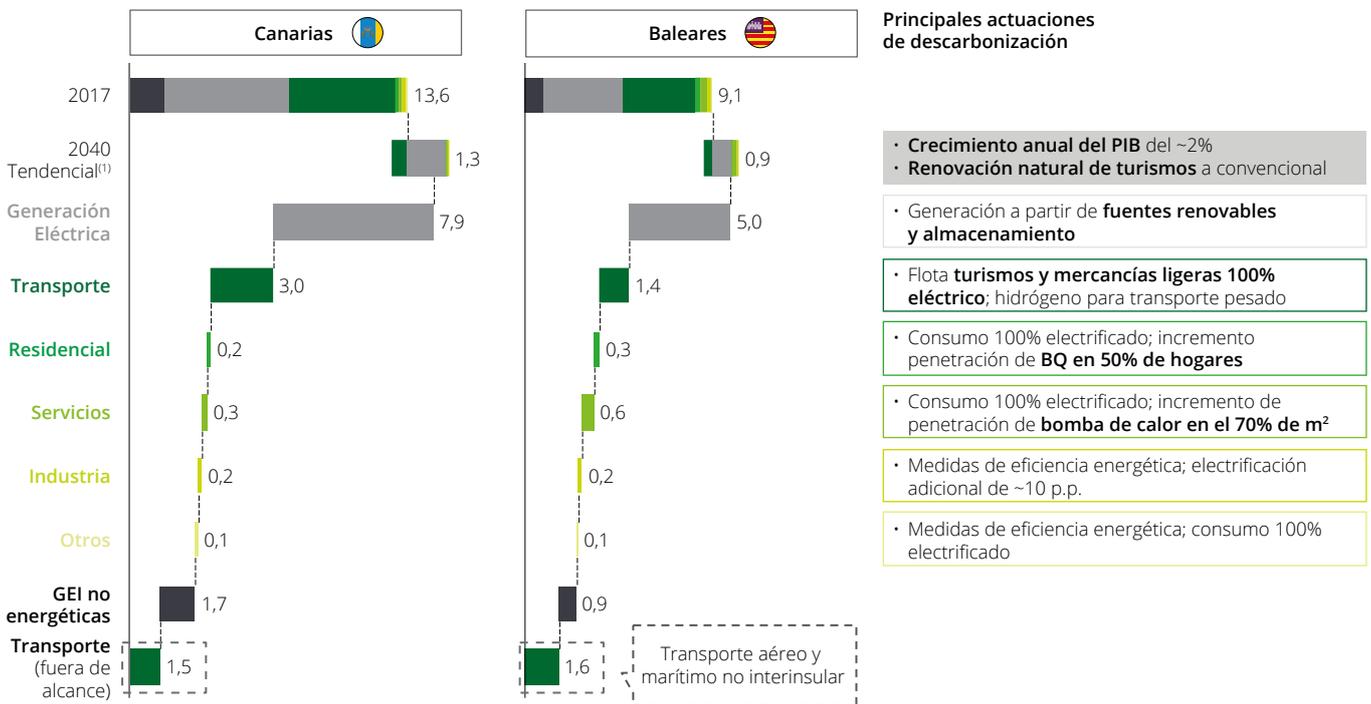
### Beneficios de la descarbonización

Estas inversiones para la descarbonización del sistema energético de los territorios no peninsulares traerían consigo relevantes beneficios:

- Las inversiones a realizar permitirán alcanzar un sistema energético completamente descarbonizado en el año 2040 (ver Cuadro 63). En un escenario tendencial, las emisiones GEI de los TNP en dicho año serían superiores a las actuales, excepto en el sector del transporte, que reduciría sus emisiones por la renovación natural del parque de turismos a vehículos más eficientes, aunque esta reducción sería muy insuficiente. La penetración masiva de renovables y almacenamiento sería la actuación que más emisiones abatiría directamente, seguida de la electrificación del transporte ligero. El resto de sectores, al partir de unas emisiones muy inferiores, aportaría menos reducción, pero también deben ser objeto de medidas para alcanzar el objetivo de disponer de un modelo energético 100% descarbonizado para 2040.

La inversión adicional necesaria en el periodo 2020-2040 para alcanzar la descarbonización total del modelo energético sería de 18-22 mil M€ en la Islas Canarias y de 10-12 mil M€ en las Islas Baleares

**Cuadro 63: Evolución de emisiones GEI 2017-2040**  
(MtCO<sub>2</sub>eq)



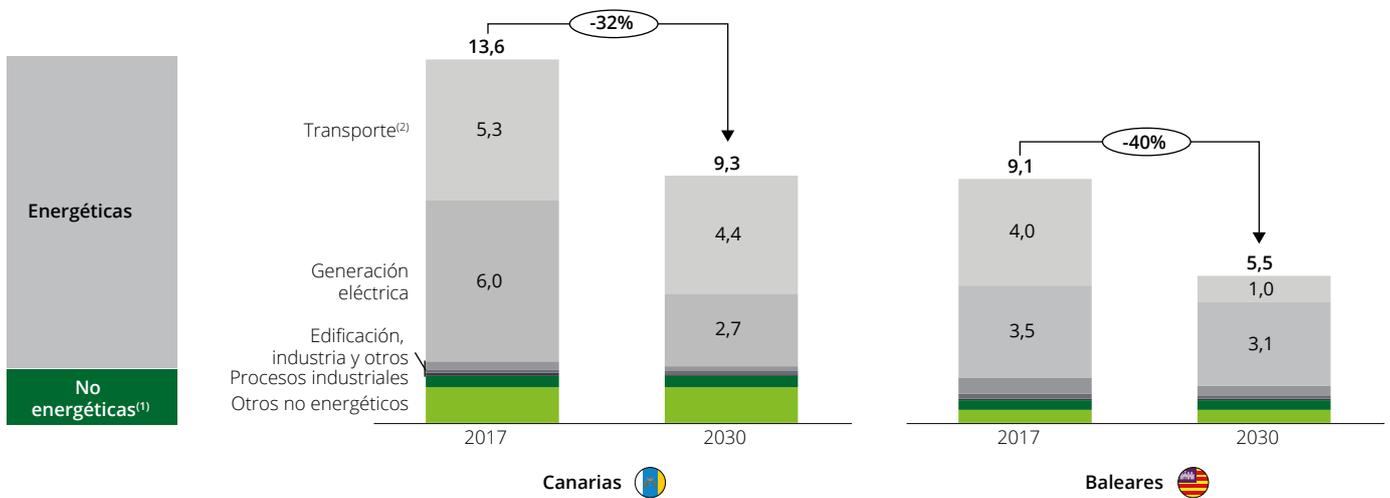
(1) Reducción tendencial de emisiones en transporte por la renovación de la flota a vehículos de combustión interna más eficientes  
Fuente: MITECO; Anuario Energético de Canarias; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; análisis Monitor Deloitte

Esta senda de reducción de emisiones se verá reflejada en una reducción de emisiones para el año 2030, que puede servir como objetivo intermedio. Para este año, Canarias podría ser capaz de reducir sus emisiones un 32% respecto a 2017, y Baleares un 40%, considerando constantes las emisiones GEI no incluidas en el análisis (ver Cuadro 64).

- La descarbonización de los TNP implicará una menor dependencia de las importaciones de combustibles, tanto en usos finales como en

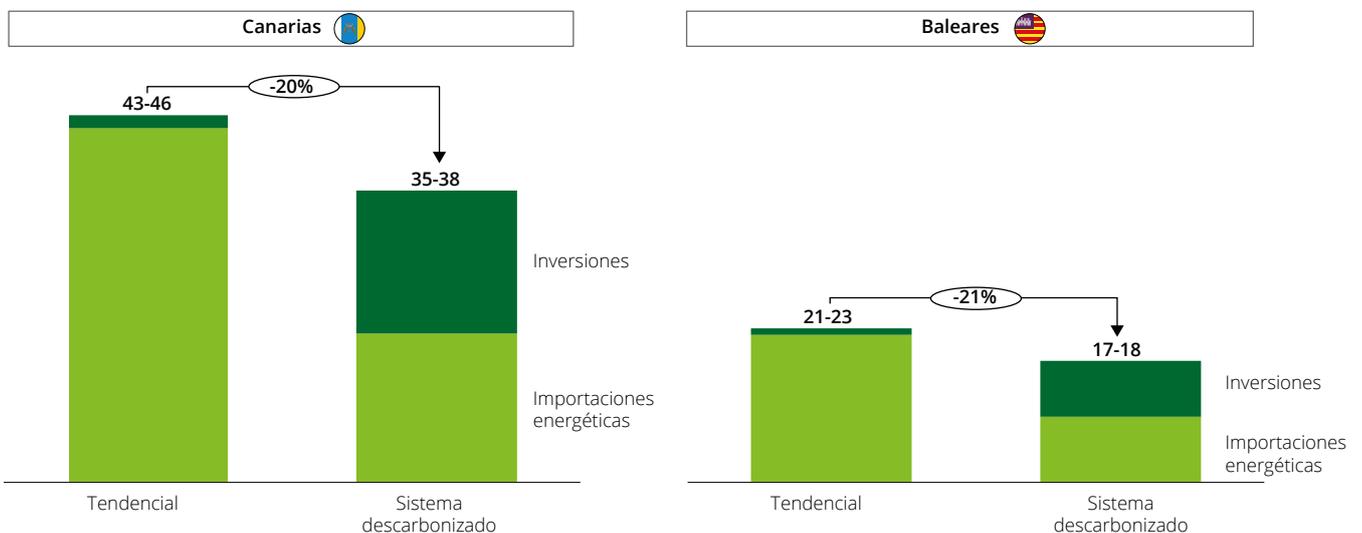
generación de electricidad, lo que conllevará ahorros en su importación. Las inversiones a realizar se compensarán con un menor gasto en importaciones y derechos de emisión en el periodo 2020-2050. Un escenario tendencial tendría un coste (gasto energético + costes de emisiones GEI + inversiones) un 20% superior que el sistema completamente descarbonizado planteado (ver Cuadro 65). Es decir, la descarbonización permite transformar gasto energético en inversión productiva, cuyos beneficios se mantendrán en el tiempo más allá de 2050.

**Cuadro 64: Reducción de emisiones GEI<sup>(1)</sup> entre 2017 y 2030**  
(MtCO<sub>2</sub>eq)



(1) Considera que las emisiones de sectores fuera del alcance del estudio (usos no energéticos y transporte no interinsular) permanecen constantes hasta 2030  
(2) Incluye transporte terrestre, marítimo y aéreo interinsular y nacional  
Fuente: MITECO; INE; Anuario Energético de Canarias; Conselleria de Transició Energètica i Sectors Productius; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 65: Gasto e inversión energética acumulada en el periodo 2020-2050<sup>(1)</sup>**  
(miles de M€<sub>2020</sub>)

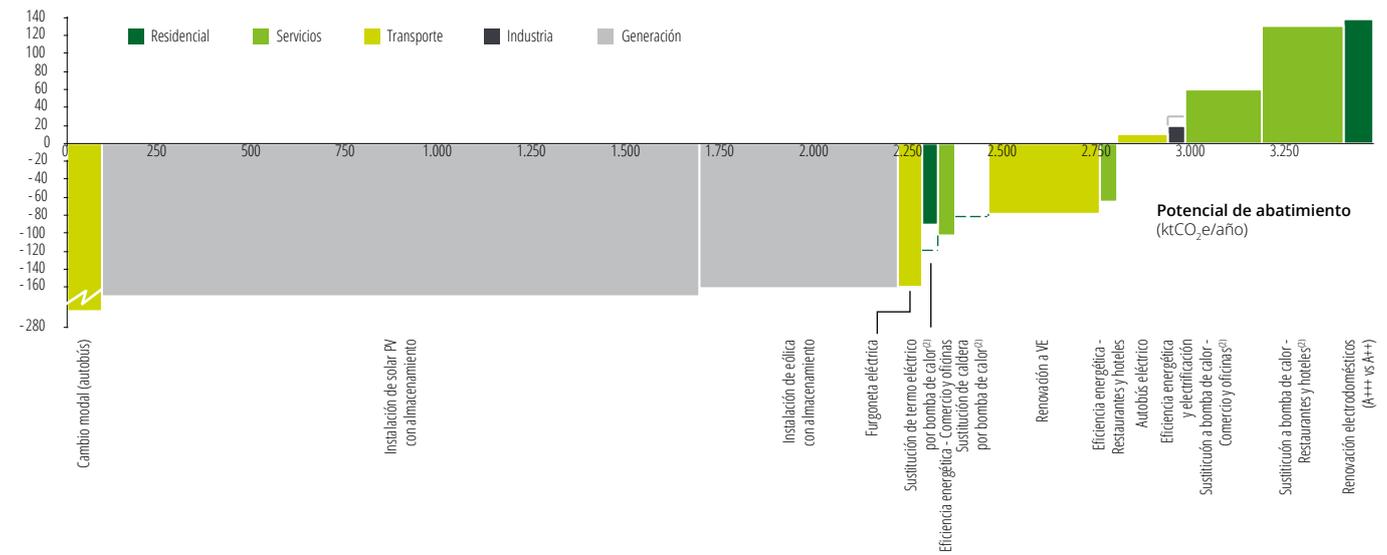


(1) Precio de materias primas: producto petrolífero: 40-50 \$/barril; gas natural: 15 €/MWh; derechos de emisión de CO<sub>2</sub>: 25 €/tCO<sub>2</sub>eq en 2020 y 50 €/tCO<sub>2</sub>eq en 2050  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

• A partir del análisis de las curvas de abatimiento realizadas<sup>49</sup> (ver Cuadro 66), el 80-85% de las emisiones se abatirían con actuaciones que ya tienen un coste de abatimiento negativo, es decir, actuaciones donde el valor económico de la energía ahorrada es superior a la sobreinversión

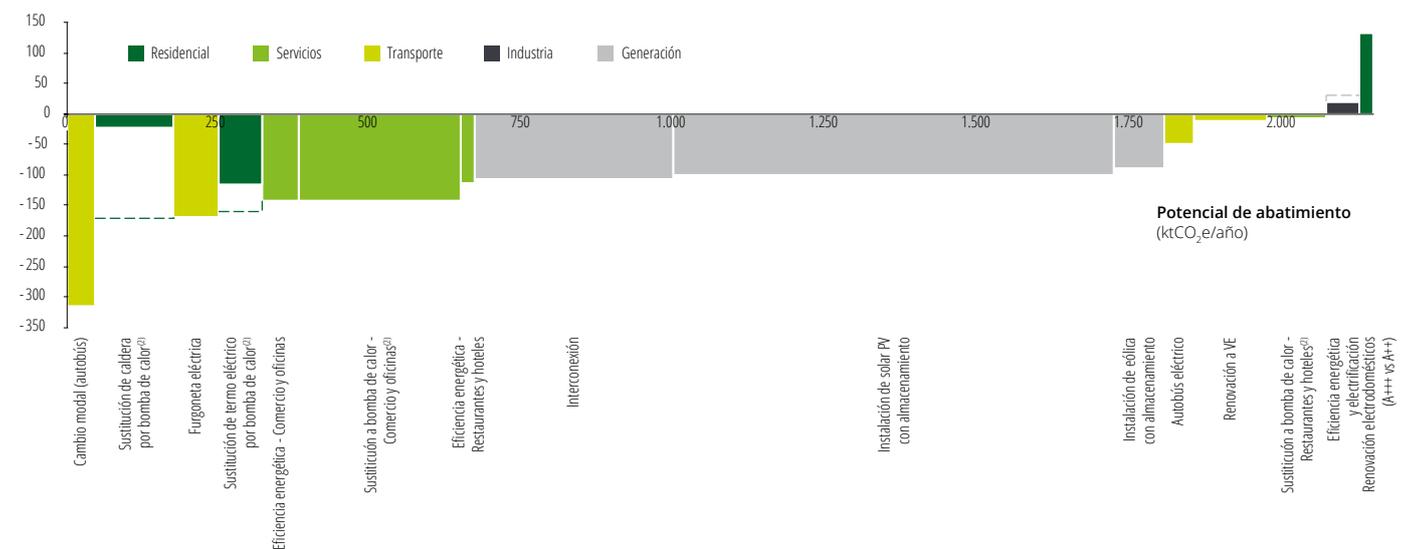
necesaria. Esto se debe a que la mayoría de los equipos y tecnologías necesarios para realizar la transición energética ya están disponibles, y son más competitivos que otras opciones menos sostenibles, tales como la generación fósil o el vehículo convencional.

**Cuadro 66: Curva de abatimiento media en Canarias 2020-2030<sup>(1)</sup>**  
(€/2020/tCO<sub>2</sub>e)



(1) Abatimiento considerando efectos acumulados (p. ej., eficiencia energética y bomba de calor en el mismo local del sector servicios)  
(2) El valor de la línea punteada representa el coste de abatimiento en caso de una tarifa eléctrica revisada y subvención  
Fuente: Análisis Monitor Deloitte

**Curva de abatimiento media en Baleares 2020-2030<sup>(1)</sup>**  
(€/2020/tCO<sub>2</sub>e)



(1) Abatimiento considerando efectos acumulados (p. ej., eficiencia energética y bomba de calor en el mismo local del sector servicios)  
(2) El valor de la línea punteada representa el coste de abatimiento en caso de una tarifa eléctrica revisada y subvención  
Fuente: Análisis Monitor Deloitte

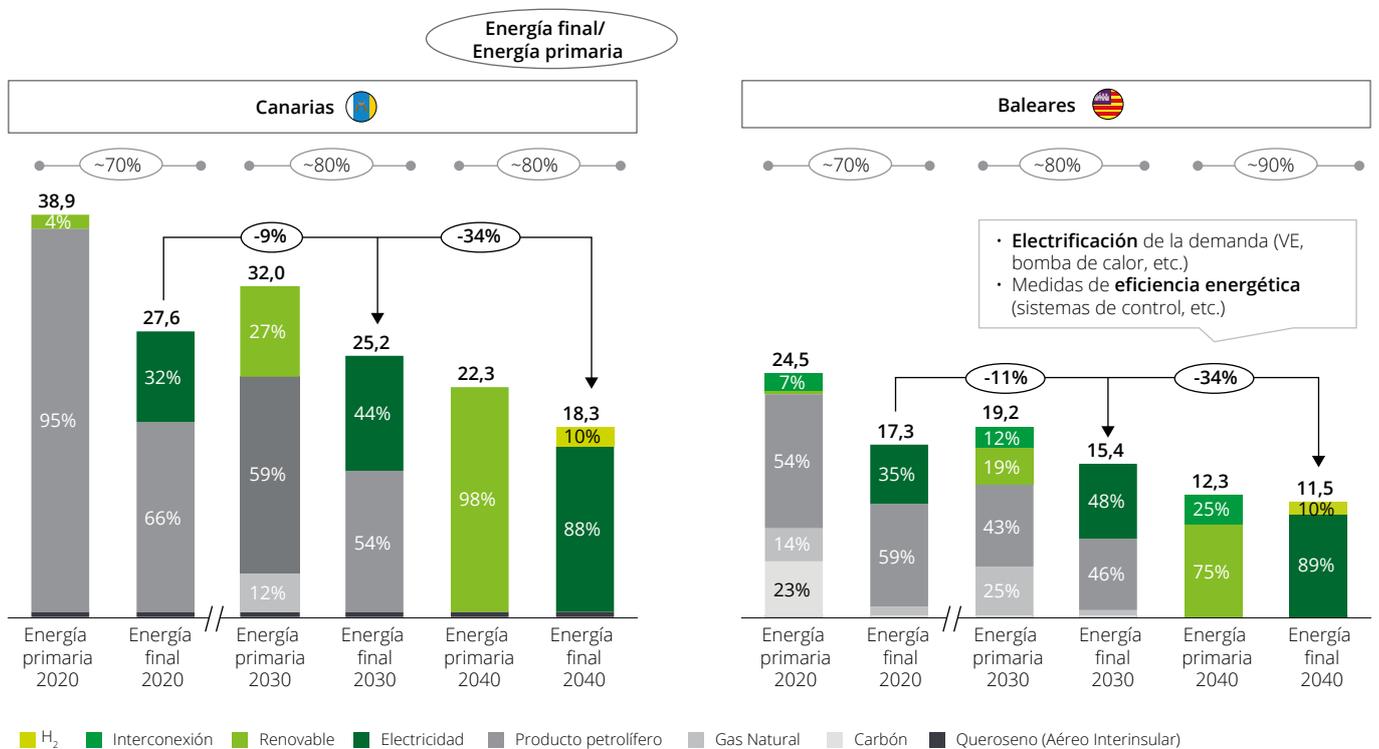
49 Representa en el eje vertical el coste de abatimiento (valor presente neto de la actuación analizada, considerando inversión y costes de O&M, menos el valor presente neto de su alternativa menos sostenible, dividido entre las emisiones abatidas) y en el eje horizontal las emisiones anuales abatidas a partir de las estimaciones de penetración de cada actuación analizada

Esta curva no recoge factores como las barreras técnicas, regulatorias o de hábitos de los consumidores. Se ha realizado considerando una evolución tendencial de la tecnología hasta 2030

- El coste medio de generación de electricidad se reduciría en un 40-60% para el año 2040, respecto al coste actual. En Canarias el coste total de generación pasaría de 140-150 €/MWh en la actualidad a 75-80 €/MWh en 2030 y a 70-90 €/MWh en 2040 (este incremento final se debería al efecto de la inversión en capacidad de respaldo para descarbonizar el último ~5% de la demanda). En Baleares pasaría de 120-125 €/MWh actuales a 70-75 €/MWh en 2030 y a 50-55 €/MWh en 2040. Esto supondrá un relevante ahorro para el sistema eléctrico, ya que este sobrecoste es abonado solidariamente por todos los consumidores del sistema nacional.

- Se incrementaría la eficiencia energética del modelo energético de estos sistemas. La relación entre energía final y energía primaria pasaría de ser del 70% ambos archipiélagos en el año 2019, al 80% en Canarias y el 90% en Baleares en 2040, debido principalmente a la mayor penetración renovable en la generación, que sustituirá a centrales térmicas poco eficientes. La electrificación permitirá reducir aproximadamente un 35% el consumo de energía final, al introducirse en el sistema equipos eléctricos más eficientes como el vehículo eléctrico o la bomba de calor (ver Cuadro 67).

**Cuadro 67: Evolución de la energía primaria y final<sup>(1)(2)</sup>**  
(TWh)



(1) Incluye transporte aéreo y marítimo interinsular. No incluye transporte aéreo y marítimo nacional

(2) Considera que el H<sub>2</sub> es producido en el territorio no peninsular

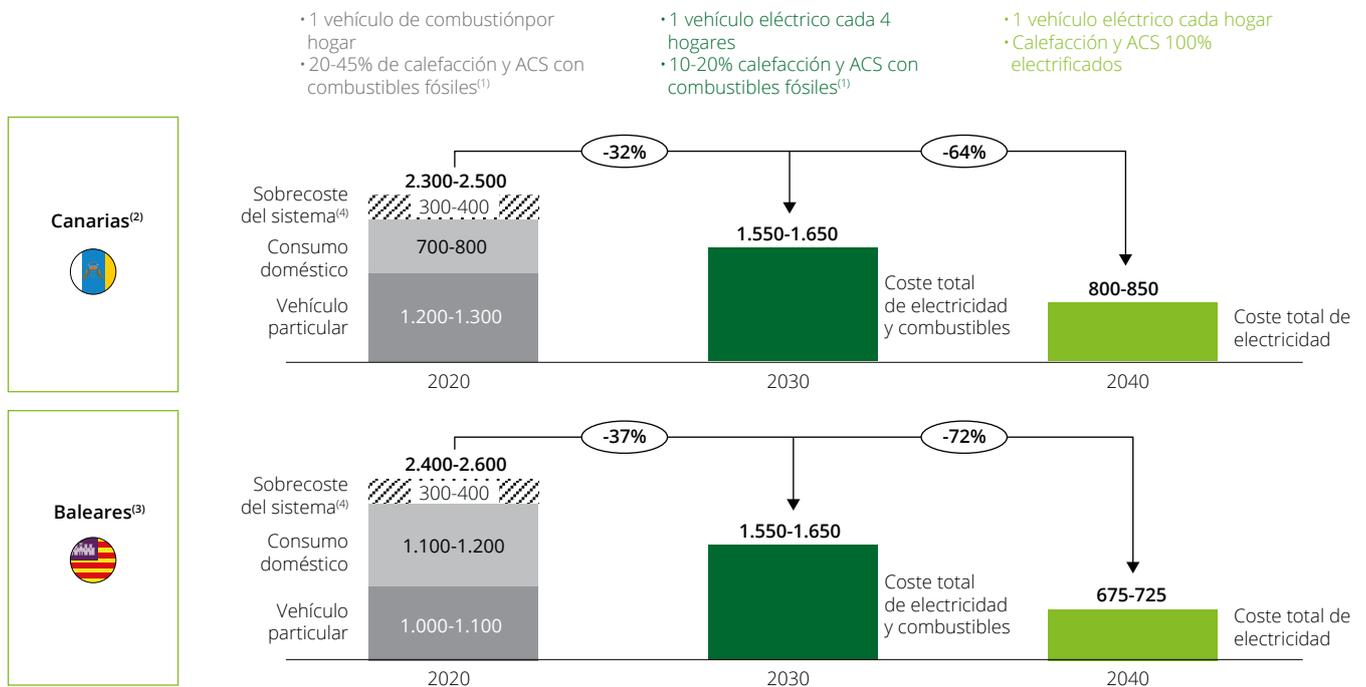
Fuente: análisis Monitor Deloitte

El incremento de la eficiencia energética y la reducción del coste de la electricidad repercutirán directamente en el gasto energético de las familias

- Este incremento de la eficiencia energética y la reducción del coste de la electricidad repercutirán directamente en el gasto energético de las familias. Una familia media, con una caldera convencional para calefacción y ACS y un vehículo particular, tendría actualmente un gasto energético anual de 2.300-2.500 € en Canarias y 2.400-2.600 € en Baleares (considerando el sobrecoste del sistema eléctrico). Para el año 2040, este gasto energético se vería reducido un 65%, hasta los 800-850 € en Canarias, y un 72%, hasta los 675-725 € en Baleares (ver Cuadro 68).
- La dependencia energética (porcentaje de la energía primaria consumida producida fuera del territorio) también se reduciría, pasando de ser del 90-95% en la actualidad al 0-10% en Canarias y al 30-40% en Baleares (en función de si el hidrógeno utilizado en el sector industrial y el transporte pesado se produce en el propio territorio o es importado). Esta situación permite incrementar la seguridad de suministro, reducir el coste de importaciones y la exposición a la fluctuación de los precios de los productos petrolíferos.
- Sólo debido al desarrollo de generación renovable se podrían crear de manera acumulada durante el periodo entre 30 y 60 mil nuevos puestos de trabajo en Canarias y entre 15 y 30 mil en Baleares (directos e indirectos) en el periodo 2020-2040. Adicionalmente, habría que añadir los empleos generados por el resto de actuaciones descritas (instalación de bomba de calor, autoconsumo, infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, almacenamiento y respaldo en el sistema eléctrico, redes eléctricas, etc.) y de la actividad económica derivada de las inversiones a realizar para conseguir la transformación del modelo energético. En el caso de las inversiones previstas en redes eléctricas, estas tienen un alto impacto directo en la economía española (~90%) y un elevado peso de mano de obra nacional.
- Las inversiones planteadas en modernización y digitalización de la red eléctrica generarán la posibilidad de desarrollar nuevos servicios de gestión de demanda y de recarga inteligente de vehículos eléctricos, que permitirán ahorros al consumidor final en su factura energética.

**Cuadro 68: Coste energético anual de un hogar medio**

(€<sub>2020</sub>/año; 2020, 2030, 2040)



(1) Producto petrolífero y gas natural (este último únicamente en el caso de Baleares)  
 (2) Coste GLP 0,6 €/l; Precio electricidad para consumidor: 180 €/MWh en 2020, 150 €/MWh en 2030, 120 €/MWh en 2040; Coste electricidad real: 280 €/MWh en 2020, 205 €/MWh en 2030, 165 €/MWh 2040; kilometraje anual 18.000 km, coste de combustible 1 €/l  
 (3) Coste GLP 0,8 €/l; Coste gas natural 60 €/MWh Precio electricidad para consumidor: 180 €/MWh en 2020, 150 €/MWh en 2030, 120 €/MWh en 2040; Coste electricidad real: 260 €/MWh en 2020, 185 €/MWh en 2030, 135 €/MWh 2040; kilometraje anual 12.000 km, coste de combustible 1,2 €/l  
 (4) Coste de generación eléctrica soportada solidariamente por el conjunto del sistema eléctrico  
 Fuente: análisis Monitor Deloitte

# Recomendaciones

Impulsar la transición energética en los TNP y aprovechar adecuadamente los beneficios derivados de este proceso requiere actuar en cinco frentes:

- Establecer un marco general concreto y ambicioso que permita a los diferentes agentes económicos planificar las actuaciones necesarias para realizar esta transición.
- Generar las señales económicas adecuadas para impulsar la descarbonización de la demanda final en los diferentes sectores de actividad.
- Desarrollar un sistema eléctrico basado en renovables y almacenamiento, mientras se garantiza la seguridad de suministro en el corto, medio y largo plazo.
- Fomentar los territorios no peninsulares como banco de pruebas para tecnologías clave de la descarbonización.
- Aprovechar la transición energética para generar actividad económica y empleo.

## Marco general de planificación de la transición energética

- Desarrollar en cada Comunidad Autónoma (o Ciudad Autónoma) un Plan de Transición Energética específico, consensuado con el MITERD, que incluya:
  - Objetivos vinculantes de reducción de emisiones GEI a 2030 y 2040, este último 100% descarbonizado.
  - Objetivos específicos de descarbonización para cada sector de actividad a 2030 y a 2040: sector eléctrico, sector transporte y sector edificación.

– Principales políticas y medidas a impulsar en cada territorio, así como una evaluación del impacto económico y social de las mismas.

- Aprobar una Ley de Cambio Climático y Transición Energética a nivel autonómico (o modificar, en caso necesario, las leyes ya aprobadas) que permitan el desarrollo normativo de las medidas definidas en los Planes de Transición.

## Descarbonización de la demanda final

- Definir una estrategia de movilidad y planificación del transporte a nivel autonómico, alineado con los objetivos de descarbonización para este sector y con la futura Ley de Movilidad Sostenible que está preparando el Gobierno de España, que incluya:

– Objetivos concretos de penetración de vehículos eléctricos y cambio modal.

– Medidas de detalle para fomentar la movilidad eléctrica, la renovación del parque de vehículos convencionales y el cambio modal a transporte público y medios no motorizados.

- Impulsar que los Cabildos, los Consells Insulares y los Ayuntamientos de las principales ciudades elaboren Planes de Movilidad para cada zona de responsabilidad, que incluyan:
  - Análisis de la situación actual de la movilidad, en base a encuestas/análisis de detalle.
  - Actuaciones para limitar el uso del vehículo particular: restricciones de acceso y circulación de vehículos en función de sus emisiones.
  - Plan de mejora del servicio del transporte público, cuando se considere necesario.



- Medidas para la electrificación de la flota de taxis/ VTC y del transporte público.
- Fomentar la penetración de la movilidad eléctrica en el transporte de pasajeros y mercancías:
  - Desarrollar un plan para movilizar inversión privada en la red de infraestructura de recarga en vía pública y electrolineras.
  - Definir un plan especial de incentivos al despliegue de vehículo eléctrico en taxis, VTC y flota pública para el periodo 2020-2025, mediante una línea de ayudas específicas a la adquisición de estos vehículos y a la instalación de postes de recarga en localizaciones clave para estos usuarios.
  - Definir un plan específico de penetración de vehículo eléctrico en el canal alquilador, incluyendo un calendario de renovación de la flota que permita tener un parque 100% electrificado en 2030 y que recoja las necesidades particulares de este sector.
  - Establecer la obligatoriedad de adquirir exclusivamente autobuses eléctricos a las empresas públicas de transporte a partir del año 2025, aplicando criterios de compra y contratación pública verde e innovadora (en función de las características de las rutas y las islas).
- Fomentar el desarrollo de proyectos piloto de líneas de autobús de hidrógeno y de la infraestructura de recarga asociada.
- Desarrollar un plan específico de despliegue de la infraestructura de recarga necesaria para el sector del transporte ligero de mercancías, identificando localizaciones clave e impulsando recarga super-rápida que permita cargar a estos vehículos durante el periodo de reparto.
- Impulsar el cambio modal hacia el transporte público y modos no motorizados:
  - Realizar un análisis en profundidad de las necesidades de transporte de pasajeros en cada subsistema, que permita entender en detalle las necesidades de los pasajeros y las barreras actuales a su adopción (conveniencia, frecuencia, granularidad de las paradas, tipología de rutas, etc.).
  - Desarrollar un plan de mejora del transporte público a partir del análisis realizado: optimización de rutas, incremento de la frecuencia en rutas clave, lanzaderas entre ubicaciones estratégicas, etc.

- Realizar una dotación presupuestaria específica para ejecutar las medidas identificadas en el plan de mejora del transporte público.
- Implantar limitaciones al uso del vehículo particular en el centro de las principales ciudades: peatonalización de calles comerciales, limitación de aparcamientos y restricción de acceso a vehículos en función de la etiqueta DGT del vehículo.
- Facilitar el uso de modos de transporte no motorizados, mediante el desarrollo de carriles exclusivos/prioritarios en los corredores más transitados y aparcamientos localizados en puntos clave.
- Modificar la fiscalidad para incentivar la penetración de vehículos eléctricos y la renovación por turismos más eficientes:
  - Establecer una deducción en el IRPF por la compra de un vehículo eléctrico por parte de particulares. Esta exención se establecería como un porcentaje del valor del vehículo eléctrico y el punto de recarga, limitado a una cantidad máxima de deducción. Su aplicación debería hacerse únicamente hasta 2025 y deberá ser diferente por región, en base a la situación actual y a la diferente fiscalidad que ya afecta a los nuevos vehículos.
  - Eliminar el impuesto de matriculación (actualmente ~70% de las altas de turismos no paga este impuesto).
  - Crear un nuevo tramo del impuesto de circulación, adicional al ya existente, que grave la emisión de elementos contaminantes de los turismos, en función de la etiqueta DGT (que mide la antigüedad y el tipo de combustible). Debería incluirse un mecanismo para aplicar bonificaciones a rentas bajas con vehículos sin etiqueta, para proteger a colectivos vulnerables de este nuevo impuesto.
- Definir un plan para el desarrollo, junto con los operadores navieros, de las infraestructuras necesarias para la recarga de ferris eléctricos en los puertos con mayor tráfico de este tipo de embarcaciones (Ibiza y La Savina en Baleares; Los Cristianos, Santa Cruz de Tenerife, Las Palmas de Gran Canaria y San Sebastián de la Gomera en Canarias). En este plan deben incluirse ayudas a estos operadores para facilitar las inversiones a desarrollar.
- Impulsar la electrificación de la demanda y la eficiencia energética en el sector residencial mediante la penetración de la bomba de calor:
  - Establecer un calendario para la limitación de instalación de nuevas calderas térmicas, en función de las opciones disponibles por los usuarios.
  - Establecer bonificaciones del IBI a la instalación de la bomba de calor que permita compensar su mayor coste inicial.
  - Desarrollar un plan de subvenciones para la renovación de equipos térmicos eléctricos (termos y radiadores eléctricos), sustituyéndolos por bomba de calor, a partir de recursos del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, justificado por el ahorro generado al sistema eléctrico y a los PGE.
  - Impulsar mecanismos de ayuda a la financiación de este tipo de actuaciones, como el Sistema PACE<sup>50</sup>, canalizados a través de las entidades locales y ligados a la propia vivienda, no al usuario.
- Impulsar el desarrollo del autoconsumo en los diferentes sectores:
  - Revisar y reducir las exigencias de las normativas urbanísticas municipales que dificultan la instalación de sistemas de autoconsumo, como, por ejemplo, las relacionadas con el impacto visual o la obtención de las licencias de obras para su instalación.
  - Implantar una bonificación del IBI a la instalación de sistemas de autoconsumo.
  - Establecer un plan de apoyo económico que permita incentivar su instalación, ya que genera ventajas adicionales en los TNP (evita una generación térmica de mayor coste y factor de emisión, reduce el uso del suelo para desarrollar generación a gran escala), mientras los usuarios pagan el mismo precio que en la península.
- Establecer planes específicos para la renovación de equipos térmicos de ACS y climatización a bomba de calor en el sector hotelero, incluyendo, en caso necesario, ayudas económicas para permitir la rentabilidad de dicha renovación a los usuarios y que no penalice su competitividad.

50 PACE (*Property Assessed Clean Energy*): mecanismo de financiación de reformas de eficiencia energética en inmuebles. A través de estos préstamos, el coste de las reformas se financia con fondos privados, con la única garantía del inmueble (garantía que se traspasa en caso de venta). El repago de la financiación se canaliza a través de una contribución local que gira el ayuntamiento competente y que goza del beneficio de hipoteca legal sobre el inmueble

- Crear deducciones de Impuesto de Sociedades para inversiones alineadas con la transición energética, como la sustitución de equipos por otros más eficientes (equipos de climatización, equipos de frío industrial), la inversión en equipos para optimizar la gestión del consumo (*Smart lighting*, *Smart heating*, etc.) o la adquisición de vehículos 100% eléctricos para flotas de empresa.

### Renovables, almacenamiento y seguridad de suministro

- Desarrollar una planificación eléctrica a 5 y 10 años para cada subsistema, soportado por los análisis del Operador del Sistema, que incluya:
  - Evolución de la demanda total y punta.
  - Evolución de los niveles de seguridad de suministro.
  - Actuaciones necesarias en el parque térmico de generación que debe mantenerse en operación durante la transición: sustituciones, adaptación de grupos a gas natural, extensiones de vida útil, hibridaciones, etc.
- Impulsar la penetración de generación renovable:
  - Eliminar las barreras administrativas al desarrollo de renovables existentes en las Islas Canarias:
    - » Agilizar los procesos administrativos, reforzando el personal, declarando la tramitación urgente de proyectos renovables y habilitando la tramitación telemática de todo el proceso.
    - » Modificar algunos requerimientos administrativos que restringen el desarrollo renovable, para permitir la modificación de proyectos ya tramitados (permitiendo aprovechar el desarrollo tecnológico más reciente) y eliminar las restricciones a la repotenciación de parques ya existentes.
    - » Reactivar la utilización de la declaración de interés general de proyectos renovables, que permite reducir la tramitación necesaria, acortar plazos y liberar restricciones a la instalación en ciertos tipos de suelo.



- » Elaborar un plan de ordenación del suelo, coordinado por los cabildos y ayuntamientos, orientado a impulsar la instalación de renovables.
- Eliminar barreras administrativas para facilitar las inversiones en generación renovable en las Islas Baleares:
  - » Desarrollar la normativa sobre cómo llevar a cabo la obligación de participación local en proyectos renovables en suelo de más de 5 MW sin que ello suponga mayores trabas administrativas.
  - » Desarrollar y regular un Banco de Conservación que permita objetivar las medidas compensatorias que hoy se exigen en las Declaraciones de Impacto Ambiental de las instalaciones renovables.
  - » Agilizar la definición de las zonas prioritarias para el desarrollo de instalaciones renovables que se establece en la ley de cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.
  - » Fomentar la instalación de seguidores solares en los parques fotovoltaicos para permitir capturar un mayor recurso solar y facilitar la rentabilidad de estas inversiones.
- Desarrollar un sistema de subastas específico para la penetración de nueva capacidad renovable en los TNP, adaptado a sus casuísticas particulares. Las subastas deberían convocarse, al menos, una vez al año, y desarrollarse por tecnología. Las subastas anuales no deberían establecer cupos por subsistema, ya que ello reduciría la competencia. Cada tres años se analizaría si en algún subsistema se está produciendo un desarrollo menor al deseable y se actuaría en el ámbito que fuese necesario para agilizar su penetración.
- Eliminar la limitación existente a que los operadores desarrollen inversiones en función de su posición actual en generación. Actualmente, existe la limitación a otorgar un régimen retributivo adicional a nuevas instalaciones de generación de una empresa que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40% en ese sistema. Esto supone que se elimina la capacidad de este operador de participar en ningún proceso competitivo para el desarrollo de nueva capacidad renovable, lo que limita la competencia y genera mayores costes al sistema.
- Impulsar la penetración de sistemas de almacenamiento de baterías y de gestión de la demanda:
  - Definir un mecanismo retributivo para el almacenamiento en baterías, que permita tener una visibilidad clara a los inversores sobre los parámetros retributivos de esta tecnología e incentive su penetración.
  - Desarrollar y evolucionar los diferentes mecanismos de gestión de la demanda, tales como la figura del agregador de demanda, los sistemas de gestión de la batería de los vehículos eléctricos y la interrumpibilidad de grandes consumidores. Se deberá definir un sistema para retribuir estos servicios y un mecanismo competitivo para que sea proporcionado por los operadores y agentes más eficientes.



- Desarrollar el procedimiento de operación para la gestión de los sistemas de almacenamiento en baterías y de los diferentes mecanismos de gestión de demanda (agregadores de demanda, sistemas de gestión de la carga de vehículos eléctricos, interrumpibilidad de grandes consumidores, etc.).
  - Aprobar el desarrollo de las inversiones necesarias en el parque de generación térmico en el corto plazo (ver anexo I para listado detallado de actuaciones propuestas):
    - Sustituciones de grupos de generación de mayor antigüedad por grupos modernos y más eficientes, que estén preparados para consumir gas natural y adaptarse al uso de hidrógeno en el futuro: 300-340 MW en Canarias, 11 MW en Baleares, 22 MW en Melilla, entre el 2020 y 2025.
    - Extensiones de la vida útil de grupos que superen la vida útil regulatoria: 425 MW en Canarias, 475 MW en Baleares, 9 MW en Ceuta y 9 MW en Melilla, entre el año 2020-2025.
    - Hibridaciones de plantas térmicas con sistemas de baterías para optimizar su operación: 278 MW en Canarias y 133 MW en Baleares.
    - Adaptación de centrales térmicas al consumo de gas natural:
      - » Iniciativas de despliegue de infraestructuras logísticas para llevar gas natural a las zonas portuarias donde se sitúan los grupos de generación térmica.
      - » Inversiones necesarias para adaptar al consumo de gas natural de grupos de generación actuales donde se prevea la llegada de suministro de gas natural. De manera prioritaria, deberían desarrollarse en las centrales de ciclo combinado de Granadilla (Tenerife), Barranco de Tirajana (Gran Canaria) y la central de Mahón (Menorca).
  - Modificar la metodología utilizada para definir el precio horario del mercado mayorista en los TNP que observan los consumidores, para incentivar el consumo en aquellas horas con mayor penetración de renovable en cada subsistema, que el mecanismo actual no fomenta (ver detalle en Anexo II). Para ello, el precio horario debe construirse a partir del precio medio diario en la península, apuntado en función del coste marginal de generación en cada subsistema en dicha hora.
  - Fomentar que se adapten las actuales tarifas eléctricas para que permitan:
    - Impulsar la electrificación en el sector de la edificación mediante la bomba de calor y otras tecnologías eficientes.
    - Generar los incentivos a la demanda para consumir en las horas centrales del día en Canarias y Baleares, y por la noche en Ceuta y Melilla, para optimizar los sistemas eléctricos.
    - Realizar modificaciones en la fiscalidad eléctrica para reducir su coste final y facilitar la electrificación de consumos en edificación e industria:
      - Plantear un IVA reducido (IGIC en el caso de Canarias, IPSI en el caso de Ceuta y Melilla) para el consumo de electricidad, como ya existe en varios países de Europa.
      - Eliminar los impuestos a la generación de la Ley 15/2012.
    - Mitigar barreras para la autorización y el desarrollo de redes eléctricas:
      - Desarrollar la figura de proyectos de interés estratégico para los TNP (p.ej. despliegue de nuevas líneas, subestaciones o centros de transformación en áreas clave, por ejemplo, para incrementar la capacidad de evacuación por la concentración de recurso renovable) y agilizar su desarrollo y autorización.
- A modo de ejemplo, existen dos leyes vigentes en Canarias, cuyo impulso y aplicación podría facilitar reducir los tiempos de autorizaciones:
- » Ley 3/2015 sobre tramitación preferente de Inversiones Estratégicas para Canarias, que detalla las inversiones que pueden ser declaradas de interés estratégico y ello supone una tramitación preferente de todos los procedimientos administrativos en todas las administraciones canarias y, por tanto, la reducción (a la mitad) de los plazos.
  - » Ley 11/1997 de regulación del Sector Eléctrico Canario, que incluye (artículo 6 bis) un procedimiento excepcional para obras de interés general para el suministro de energía eléctrica, con un régimen especial de autorización por el que no estarán sujetos a licencia urbanística ordinaria o a cualquier otro acto de control preventivo municipal o insular.
- Definir trámites ágiles y simples para autorizaciones medioambientales y administrativas para las redes, por ejemplo:



- » Desarrollar figuras y mecanismos que mitiguen la actual falta de agilidad y coordinación de todos los organismos involucrados en el proceso (por ejemplo, Ayuntamientos, Consells Insulars, Carreteras, Recursos Hídricos, etc.).
- » Mitigar las restricciones territoriales, sin perder la protección de los enclaves que así lo requieran, puestas por los Consells Insulars, que limitan la viabilidad de nuevas subestaciones eléctricas y líneas MT (básicamente deben ser subterráneas ya que el Plan Director Sectorial Energético de las Islas baleares, obliga a no diseñar líneas ni derivaciones aéreas en MT).

### Los territorios no peninsulares como banco de pruebas

- Definir, junto con los principales agentes del sector, un plan estratégico de desarrollo de aquellas soluciones claves para la descarbonización y que

presentan un menor grado de despliegue en la península: hidrógeno como respaldo estacional, para transporte pesado y para industria, almacenamiento en baterías, gestión de la demanda, generación renovable off-shore y redes inteligentes. Los principales objetivos de este plan deben incluir:

- Incentivar proyectos de I+D de estas tecnologías y atraer inversiones europeas y estatales para estos proyectos.
- Desarrollar proyectos de despliegue “pilotos” que permitan analizar la transición desde el I+D hasta la realidad de la operación.
- Incentivar el desarrollo de centros de conocimiento relacionados con estas soluciones, que permitan posteriormente trasladar este conocimiento adquirido a la península.

### Empleo y actividad económica

- Impulsar las iniciativas de desarrollo económico y de empleo en actividades relacionadas con la transición energética en los TNP, tales como:
  - Instalación de bombas de calor y equipos eficientes en edificación.
  - Instalación y mantenimiento de infraestructura de recarga para vehículo eléctrico.
  - Instalación de autoconsumo.
  - Desarrollo de renovables a gran escala.
  - Desarrollo de sistemas de almacenamiento con baterías.

Dentro de estas iniciativas, será especialmente relevante desarrollar un plan de formación y capacitación para adaptar las competencias de la fuerza laboral a los requerimientos que estas oportunidades necesitan.

- Desarrollar una estrategia específica para la transición energética del sector turístico, que identifique sus barreras y condicionantes particulares. Esta estrategia deberá ser elaborada en coordinación con el sector y debería incluir el detalle de medidas necesarias para desarrollar esta transición a la vez que se mejora la competitividad de esta industria.

# Anexo I Detalle de las actuaciones planteadas para los grupos térmicos de los TNP

Sistema	Central	Grupo	Potencia neta (MW)	Año puesta en servicio	Actuaciones propuestas 2020-2025
Tenerife	Candelaria	Candelaria 3 (Diesel 1)	8,5	1972	Grupo indisponible
		Candelaria 4 (Diesel 2)	8,5	1972	Grupo indisponible
		Candelaria 5 (Gas 3)	14,7	1972	Grupo indisponible
		Candelaria 6 (Diesel 3)	8,5	1973	Grupo indisponible
		Candelaria 9 (Vapor 5)	37,3	1979	Disponible para garantía de suministro
		Candelaria 10 (Vapor 6)	37,3	1985	Disponible para garantía de suministro
		Candelaria 11 (Gas 1)	32,3	1988	Disponible para garantía de suministro
		Candelaria 12 (Gas 2)	32,3	1989	Disponible para garantía de suministro
		Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	60-70	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )
	Granadilla	Granadilla 1 (Gas 1)	32,3	1990	Disponible para garantía de suministro
		Granadilla 2 (Diesel 1)	20,5	1991	Disponible para garantía de suministro
		Granadilla 3 (Diesel 2)	20,5	1991	Disponible para garantía de suministro
		Granadilla 4 (Vapor 2)	74,2	1995	Extensión de vida útil
		Granadilla 5 (Vapor 1)	74,2	1995	Extensión de vida útil
		Granadilla 6 (Gas 2)	39,2	2001	Adaptación a gas natural
		Granadilla CCGT I (Gas 3, Gas 4, Vapor 3)	206,1	2005	Adaptación a gas natural
		Granadilla CCGT II (Gas 5, Gas 6, Vapor 4)	226,2	2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptación a gas natural</li> <li>Hibridación con baterías</li> </ul>
	Isora	Isora 1 (Gas 1)	43,1	2006	
	Arona	Arona 1 (Gas 1)	21,6	2003	
		Arona 2 (Gas 2)	21,6	2003	

Sistema	Central	Grupo	Potencia neta (MW)	Año puesta en servicio	Actuaciones propuestas 2020-2025
Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Bco. Tirajana 1 (Gas 1)	32,3	1992	Extensión de vida útil
		Bco. Tirajana 2 (Gas 2)	32,3	1995	Extensión de vida útil
		Bco. Tirajana 3 (Vapor 1)	74,2	1996	Extensión de vida útil
		Bco. Tirajana 4 (Vapor 2)	74,2	1996	Extensión de vida útil
		Bco. Tirajana CCGT I (Gas 3, Gas 4, Vapor 3)	206,1	2004	Adaptación a gas natural
		Bco. Tirajana CCGT II (Gas 5, Gas 6, Vapor 4)	227	2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptación a gas natural</li> <li>Hibridación con baterías</li> </ul>
	Jinámar	Jinámar 2 (Diesel 1)	8,5	1973	Grupo indisponible
		Jinámar 3 (Diesel 2)	8,5	1973	Grupo indisponible
		Jinámar 4 (Diesel 3)	8,5	1974	Grupo indisponible
		Jinámar 7 (Gas 1)	17,6	1981	Disponible para garantía de suministro
		Jinámar 8 (Vapor 4)	55,6	1982	Disponible para garantía de suministro
		Jinámar 9 (Vapor 5)	55,6	1985	Disponible para garantía de suministro
		Jinámar 10 (Gas 2)	32,3	1989	Disponible para garantía de suministro
		Jinámar 11 (Gas 3)	32,3	1989	Disponible para garantía de suministro
Lanzarote-Fuerteventura	Punta Grande	Jinámar 12 (Diesel 4)	20,5	1990	Disponible para garantía de suministro
		Jinámar 13 (Diesel 5)	20,5	1990	Disponible para garantía de suministro
		Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	90-100	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )
		Punta Grande 2 (Diesel 1)	6,5	1986	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 3 (Diesel 2)	6,5	1986	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 7 (Diesel 3)	6,5	1987	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 9 (Gas 1)	19,6	1988	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 11 (Diesel 4)	12,9	1989	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 12 (Diesel 5)	12,9	1989	Disponible para garantía de suministro
		Punta Grande 13 (Diesel 6)	20,5	1992	Disponible para garantía de suministro
	Punta Grande 14 (Gas 2)	32,3	1998	Extensión de vida útil	
	Punta Grande 15 (Diesel 7)	17,2	2002	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptación a gas natural</li> <li>Hibridación con baterías</li> </ul>	
	Punta Grande 16 (Diesel 8)	17,2	2002	Adaptación a gas natural	
	Punta Grande 17 (Diesel 9)	17,6	2006	Adaptación a gas natural	
Punta Grande 18 (Diesel 10)	17,6	2006	Adaptación a gas natural		
Punta Grande 19 (Diesel 11)	17,6	2014	Adaptación a gas natural		
Salinas	Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	60-65	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )	
	Las Salinas 1 (Diesel 1)	3,8	1975	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 2 (Diesel 2)	3,8	1976	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 3 (Diesel 3)	4,1	1980	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 4 (Diesel 4)	6,2	1981	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 5 (Diesel 5)	6,2	1981	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 6 (Diesel 6)	20,5	1990	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 7 (Gas 1)	21,9	1992	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 8 (Gas 2)	29,4	2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>Extensión de vida útil</li> <li>Adaptación a gas natural</li> <li>Hibridación con baterías</li> </ul>	
	Las Salinas 9 (Gas móvil 1)	11,7	1988	Disponible para garantía de suministro	
	Las Salinas 10 (Diesel 7)	17,2	2004	Adaptación a gas natural	
	Las Salinas 11 (Diesel 8)	17,2	2005	Adaptación a gas natural	
	Las Salinas 12 (Diesel 9)	17,2	2005	Adaptación a gas natural	
	Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	70-75	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )	

Sistema	Central	Grupo	Potencia neta (MW)	Año puesta en servicio	Actuaciones propuestas 2020-2025
La Palma	Los Guinchos	Los Guinchos 6 (Diesel 6)	3,8	1973	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 7 (Diesel 7)	3,8	1973	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 8 (Diesel 8)	3,8	1975	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 9 (Diesel 9)	4,3	1980	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 10 (Diesel 10)	6,7	1983	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 12 (Diesel 11)	6,7	1995	Disponible para garantía de suministro
		Los Guinchos 13 (Diesel 12)	11,5	2001	Hibridación con baterías
		Los Guinchos 14 (Diesel 13)	11,2	2003	
		Los Guinchos 15 (Gas móvil 2)	21	2004	
		Los Guinchos 16 (Diesel 14)	11,5	2006	
		Los Guinchos 17 (Diesel 15)	11,5	2006	
		Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	10-20	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )
La Gomera	El Palmar	El Palmar 12 (Diesel móvil 1)	1,1	1987	Disponible para garantía de suministro
		El Palmar 13 (Diesel 12)	1,4	1988	Disponible para garantía de suministro
		El Palmar 14 (Diesel 13)	1,4	1987	Disponible para garantía de suministro
		El Palmar 15 (Diesel 14)	1,8	1987	Disponible para garantía de suministro
		El Palmar 16 (Diesel 15)	1,8	1988	Disponible para garantía de suministro
		El Palmar 17 (Diesel 16)	2,5	1996	Extensión de vida útil
		El Palmar 18 (Diesel 17)	2,5	2000	Extensión de vida útil
		El Palmar 19 (Diesel 18)	3,1	2004	Hibridación con baterías
		El Palmar 20 (Diesel 19)	3,1	2005	
		El Palmar 21 (Diesel móvil 3)	0,7	2012	
		Nuevos grupos (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	7,5	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )
El Hierro	Llanos Blancos	Llanos Blancos 1 (Diesel móvil 1)	1,1	1987	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 9 (Diesel 7)	0,7	1979	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 11 (Diesel 9)	0,9	1986	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 12 (Diesel 10)	1,1	1991	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 13 (Diesel 11)	1,1	1991	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 14 (Diesel 12)	1,3	1995	Disponible para garantía de suministro
		Llanos Blancos 15 (Diesel 13)	1,4	2000	Extensión de vida útil
		Llanos Blancos 16 (Diesel 14)	1,9	2005	
		Llanos Blancos 17 (Diesel 15)	1,9	2005	Hibridación con baterías
		Llanos Blancos 18 (Diesel 16)	1,9	2017	Conectar a red tras resolver Ley 17/2013
		Nuevo grupo (Gas + Mezcla H <sub>2</sub> )	1,9	2024	Nuevo grupo (preparado para consumo de gas y potencialmente H <sub>2</sub> )

Sistema	Central	Grupo	Potencia neta (MW)	Año puesta en servicio	Actuaciones propuestas 2020-2025
Mallorca	Alcudia	Alcudia 3 (Gas 1)	32,7	1989	Extensión de vida útil
		Alcudia 4 (Gas 2)	32,7	1989	Extensión de vida útil
		Alcudia 5 (Grupo 4)	120,6	1997	Extensión de vida útil
		Alcudia 6 (Grupo 4)	120,6	1997	Extensión de vida útil
	Cas Tresorer	Cas Tresorer CCGT I	214,5	2007	
		Cas Tresorer CCGT II	214,5	2010	Hibridación con baterías
	Son Reus	Son Reus 1 (Gas 1)	33,7	2000	Extensión de vida útil
		Son Reus 2 (Gas 2)	33,7	2000	Extensión de vida útil
		Son Reus 3 (Gas 3)	33,7	2000	Extensión de vida útil
		Son Reus 4 (Gas 4)	33,7	2000	Extensión de vida útil
		Son Reus CCGT I	204	2002	
		Son Reus CCGT II	190	2005	
Ibiza-Formentera	Ibiza	Ibiza 12 (Gas 1)	21,1	1988	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 13 (Burmeister 8)	14,5	1993	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 14 (Burmeister 9)	14,5	1993	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 15 (Gas 2)	11,5	1968	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 16 (Man 1)	17,4	2001	
		Ibiza 17 (Man 2)	17,4	2001	
		Ibiza 18 (Gas 4)	17,7	1980	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 19 (Gas 3)	17,7	1980	Disponible para garantía de suministro
		Ibiza 20 (Man 3)	17,4	2007	
		Ibiza 21 (Man 4)	17,4	2007	
		Ibiza 22 (Gas 5)	23	2008	
		Ibiza 23 (Gas 6A)	24	2009	
		Ibiza 24 (Gas 6B)	24	2012	
		Ibiza 25 (Gas 7A)	24	2013	
		Ibiza 26 (Gas 7B)	24	2013	
	Formentera	Formentera 1 (Gas 1)	11,5	1966	Disponible para garantía de suministro
		Nuevos grupos (Gas)	11,5	2024	Nuevos grupo de gas natural
Menorca	Mahón	Mahón 9 (Burmeister 1)	13,6	1991	Disponible para garantía de suministro
		Mahón 10 (Burmeister 2)	13,6	1991	Disponible para garantía de suministro
		Mahón 11 (Burmeister 3)	13,6	1991	Disponible para garantía de suministro
		Mahón 12 (Gas 2)	32,7	1994	Disponible para garantía de suministro
		Mahón 13 (Gas 1)	33,7	1999	<ul style="list-style-type: none"> <li>Extensión de vida útil</li> <li>Hibridación con baterías</li> </ul>
		Mahón 14 (Gas 3)	39,4	2004	Adaptación a gas natural
		Mahón 15 (Gas 4)	50	2008	Adaptación a gas natural
	Mahón 16 (Gas 5)	48,6	2009	Adaptación a gas natural	

Sistema	Central	Grupo	Potencia neta (MW)	Año puesta en servicio	Actuaciones propuestas 2020-2025
Ceuta	Ceuta	Ceuta 1 (Diesel 1)	5,3	1980	Disponible para garantía de suministro
		Ceuta 2 (Diesel 2)	5,3	1980	Disponible para garantía de suministro
		Ceuta 6 (Diesel 6)	5,3	1986	Disponible para garantía de suministro
		Ceuta 7 (Diesel 7)	6,2	1993	Disponible para garantía de suministro
		Ceuta 8 (Diesel 8)	8,5	1998	Extensión de vida útil
		Ceuta 9 (Diesel 9)	11,5	2001	
		Ceuta 10 (Diesel 10)	11,8	2006	
		Ceuta 11 (Diesel 11)	11,8	2007	
		Ceuta 12 (Gas 12)	13,3	2010	
		Ceuta 13 (Diesel 13)	11,8	2010	
Melilla	Melilla	Melilla 5 (Diesel 5)	5,3	1980	Disponible para garantía de suministro
		Melilla 6 (Diesel 6)	5,3	1980	Disponible para garantía de suministro
		Melilla 9 (Gas 9)	11,5	1991	Disponible para garantía de suministro
		Melilla 10 (Diesel 10)	8,5	1997	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extensión de vida útil</li> <li>• Adaptar a gas natural</li> </ul>
		Melilla 11 (Diesel 11)	11,8	2002	Adaptar a gas natural
		Melilla 12 (Diesel 12)	11,8	2007	Adaptar a gas natural
		Melilla 13 (Diesel 13)	11,8	2007	Adaptar a gas natural
		Melilla Electrógenos	9,6	2003	
		Nuevos grupos (Gas y biocombustible)	22	2024	Nuevos grupos (preparados para consumo de gas natural y biocombustibles)

# Anexo II Señal de precio de mercado eléctrico en los Sistemas No Peninsulares

La operación de las instalaciones de producción eléctrica de los sistemas no peninsulares se realiza de modo diferente a aquellas situadas en el sistema peninsular. Se rige por el Real Decreto 738/2015, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

## Procedimiento de despacho de producción eléctrica

El despacho de electricidad consiste en una programación que realiza el Operador del Sistema, de acuerdo a un orden de mérito económico de los costes variables de los grupos, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y los requerimientos de reserva de potencia. El coste variable de cada unidad de producción se compone de los siguientes conceptos:

- Costes variables de combustible.
- Costes de arranque.
- Costes variables de operación y mantenimiento.
- Costes de banda de regulación.
- Coste de los derechos de emisión.

## Retribución a la generación eléctrica

Existen distintos modelos de percepción de ingresos para los activos de producción eléctrica en los sistemas eléctricos de los TNP, en función de su tipología:

- Categoría A (grupos hidráulicos, térmicos y cogeneración de más de 15 MW): están sujetas al denominado régimen retributivo adicional, que asegura que reciben una retribución regulada por sus costes fijos y variables.

- Categoría B (tecnologías renovables y cogeneración de menos de 15 MW): pueden percibir el régimen retributivo específico, por el que reciben ingresos por la energía generada multiplicada por el precio horario de venta de energía en cada subsistema y la retribución específica definida en el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Las instalaciones de generación a las que no se les ha reconocido el régimen retributivo adicional ni el específico, obtienen sus ingresos por la energía generada multiplicada por el precio horario de venta de energía en cada subsistema.

El precio horario de venta de energía en cada subsistema se calcula como el precio medio del mercado diario peninsular, corregido por el factor de apuntamiento de cada subsistema, mediante la siguiente fórmula:

$$P_{venta\ subsistema} = P_{medio\ diario\ peninsular} * A_{subsistema}$$

Siendo  $A_{subsistema}$  el factor de apuntamiento de cada subsistema, calculado horariamente como el cociente entre la demanda horaria y la demanda media diaria prevista.

Este precio horario de venta de energía es también el precio de compra de electricidad por los comercializadores y consumidores directos en cada subsistema, de forma que los consumidores finales en los TNP no se ven discriminados frente a los consumidores peninsulares, al tener el mismo precio medio.

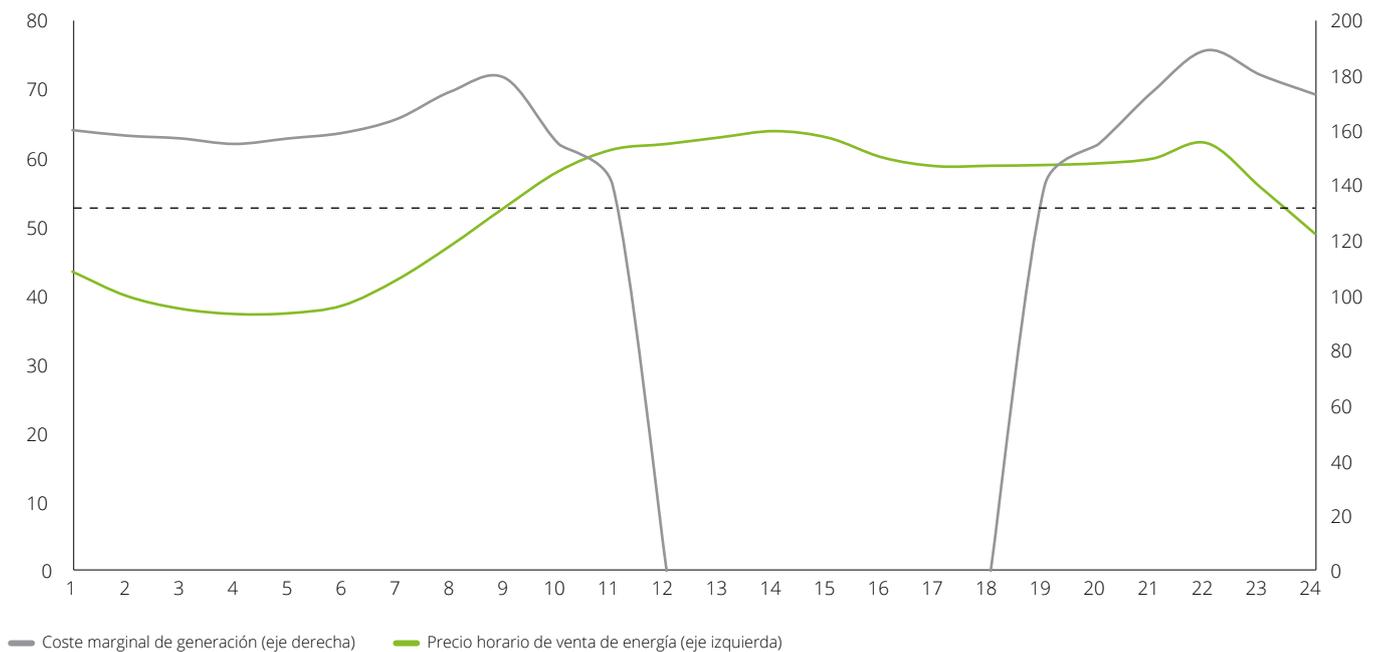
**Desventajas de la señal de precio existente**

El actual precio horario de venta de energía en cada subsistema presenta inconvenientes importantes para su utilización como señal para las decisiones de inversión y de operación tanto para la generación como para la demanda. Este precio no refleja la casuística particular de cada subsistema eléctrico, al depender únicamente del apuntamiento de la demanda, sin ninguna relación con la estructura de generación. En un parque de generación mayoritariamente térmico puede tener sentido, ya que una mayor demanda implica mayores costes de generación. Sin embargo, en un sistema con una creciente penetración de renovables se pierde esta correlación, y aparecen los siguientes problemas:

- Desacoplamiento entre el precio horario de venta de energía y el coste de producción. La producción renovable reduce los costes de generación, sin

embargo, este efecto no se ve reflejado en el actual precio horario de venta de energía, al depender éste únicamente del precio medio del mercado mayorista peninsular y de la demanda eléctrica horaria comparada con la demanda media. Esto puede originar que el precio de venta de electricidad sea alto en momentos en que el coste de generación es muy bajo, o viceversa. En un sistema con alta penetración solar, este efecto adquiere gran relevancia, debido a que la producción fotovoltaica se concentra en las horas centrales del día, con mayor demanda eléctrica. Si se mantuviera el actual esquema de precio horario de venta de energía, en el año 2030 existiría una gran divergencia entre el precio horario de venta de los sistemas no peninsulares y el coste marginal horario de producción (ver Cuadro 69), generando distorsiones e ineficiencias en el sistema.

**Cuadro 69: Ejemplo precio horario de venta de energía frente al coste marginal de producción 2030 (€/MWh)**



Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

- El desacoplamiento del precio horario de venta de energía con el coste de generación da una señal errónea de en qué horas hace falta más generación, y propiciaría una instalación de renovables ineficiente. Un subsistema, aunque tenga un exceso de capacidad fotovoltaica, con una demanda muy apuntada en las horas de mayor radiación solar seguiría atrayendo inversión fotovoltaica. Los subsistemas con mayor recurso renovable y menores costes de instalación acapararían todas las inversiones.
- La señal actual de precio tampoco resulta adecuada desde el punto de vista de la demanda, pues no incentiva el desplazamiento de consumos hacia horas de mayor producción renovable (con costes marginales más bajos), resultando en un mayor coste de generación eléctrica del sistema y un menor aprovechamiento de la producción renovable. Además, este esquema incrementaría la probabilidad de vertidos no aprovechados.
- Tampoco resulta adecuada como señal para la operación de instalaciones de almacenamiento (ni para la gestión de demanda explícita). En vez de incentivar que se almacene energía cuando el coste marginal de producción eléctrica es bajo, incentivaría que se almacenase cuando la demanda es baja, lo que puede ocurrir en periodos nocturnos de baja producción renovable y coste marginal más alto.

#### Propuesta de señal de precio para los TNP

Con el objetivo de solventar las barreras descritas y proporcionar una señal eficiente a las decisiones de operación para la generación y la demanda, se propone la modificación del precio horario de venta de energía.

Al igual que en el precio de venta actual, el precio medio diario debe ser el mismo que el del mercado diario peninsular, para que los consumidores de los TNP no se vean penalizados en función de su localización. Sin embargo, el factor que module el precio cada hora (el apuntamiento horario) debe recoger las características de demanda, de generación de cada tecnología, la gestión de sistemas de almacenamiento, los requerimientos de reserva y restricciones técnicas. El coste marginal de generación eléctrica en cada subsistema, obtenido de forma natural cuando el Operador del Sistema realiza el despacho económico, es la variable que mejor reflejaría estas características. Esta señal de precio, ajustada para que el valor medio corresponda con el valor medio diario peninsular:

- Es eficiente para las decisiones de gestión de demanda implícita, ya que incentiva el consumo en las horas de mayor producción renovable, y la reducción de consumo en horas con mayor coste de generación.
- Es eficiente para la operación de la generación, el almacenamiento y la gestión de demanda explícita, pues indica en qué horas se necesita más energía.

No obstante, este nuevo precio horario de venta de energía propuesto tampoco sería una señal homologable al precio mayorista del mercado peninsular para los inversores. El precio peninsular es el resultado de la casación de ofertas de compra y venta, y está respaldado por un mercado a plazo, instrumento imprescindible de cobertura de riesgos para generadores y comercializadores. Sin embargo, el precio horario de venta de energía en los TNP propuesto sería el resultado del despacho económico realizado por el Operador del Sistema a partir de costes regulados. Su valor medio podría cubrirse en el mercado a plazo peninsular, ya que el valor medio diario sería idéntico en los TNP y en la península, lo que podría ser suficiente para la cobertura de riesgos de los comercializadores (que tampoco pueden cubrir el riesgo de apuntamiento en la península). Sin embargo, como señal a la inversión a largo plazo para activos de generación, almacenamiento o gestión de demanda explícita resulta deficiente. Por ello, es necesario definir una señal económica a medio y largo plazo para incentivar las inversiones necesarias en generación renovable, almacenamiento y gestión de la demanda.

Para generar la señal de precio estructural a la generación renovable, que permita a los inversores tener visibilidad a largo plazo sobre sus ingresos, se propone un mecanismo de subasta basado en un pago por potencia instalada<sup>51</sup>, similar a las subastas con fondos FEDER realizadas en Canarias y Baleares, o también en el precio de la energía. En cualquier caso, el mecanismo de subasta puede ser el modo más eficiente para el desarrollo de renovables en los TNP:

- Asegurar unos ingresos mínimos al generador (una rentabilidad mínima), lo que genera el atractivo necesario para instalar la cantidad tan ambiciosa de potencia renovable necesaria.

Las subastas de renovables en el mercado peninsular han de diseñarse con especial cuidado, pues pueden distorsionar la señal de precio mayorista de la que dependen la totalidad de la generación y el almacenamiento. Sin embargo, en los TNP no hay un

51 Como en el caso de las subastas FEDER; los ingresos correspondientes a esta remuneración por potencia se verían complementados por un ingreso por MWh producido de acuerdo a la señal de precio horario descrita anteriormente.

mercado mayorista que pueda ser distorsionado. Desde este punto de vista, las subastas de renovables en los TNP podrían ser completamente homologables a las existentes en países donde no hay un mercado mayorista de electricidad.

No obstante, es preciso diseñar estas subastas de tal forma que se minimicen los riesgos para los inversores renovables. Teniendo en cuenta que en estos sistemas aislados será frecuente la aparición de vertidos, una subasta que retribuya la energía producida podría ser menos adecuada que una que retribuya la potencia instalada, dado que durante la aparición de vertidos el precio horario de venta de energía sería mínimo. Por otro lado, este precio no será fácil de estimar a futuro, por lo que también podrían plantearse esquemas híbridos, donde se reconozca un precio por la energía producida y se subaste un precio por potencia instalada.

- “Orientar” el sistema eléctrico en cada TNP hacia el modelo más eficiente: mix de tecnologías renovables a instalar, capacidad a instalar en cada uno de los subsistemas, velocidad de penetración, penetración de sistemas de almacenamiento, etc. En un mercado mayorista tan líquido como el europeo, las señales de precio horario van indicando las tecnologías de generación más necesarias en cada momento. Sin embargo, en sistemas de menor tamaño como estos, con limitación de emplazamientos y tecnologías, es imprescindible optar por una planificación del mix que puede instrumentarse en las convocatorias de las subastas.

Por último, hay que establecer también un mecanismo para la retribución y la operación, tanto del almacenamiento como de la gestión de la demanda explícita. Lo más eficiente es que el Operador del Sistema se encargue también del despacho del almacenamiento y de la gestión de demanda explícita (como ya se encarga de operar la interrumpibilidad), mediante un esquema equiparable al de retribución adicional definido en el Real Decreto 738/2015, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Habría que definir familias de tecnologías de almacenamiento y gestión de demanda, con sus características técnicas y sus costes fijos y variables, y esquemas de concurrencia para ir seleccionando las inversiones más adecuadas y definir mediante subastas algunos parámetros económicos.

El Operador del Sistema es el encargado de la determinación de las necesidades de los sistemas eléctricos (su planificación), así como del despacho y cálculo de las liquidaciones de los activos en ellos ubicados. La propuesta que se realiza en este documento le otorga también la capacidad de controlar la operación de otros activos como la gestión de la demanda o el almacenamiento. En este contexto, y de acuerdo a la legislación actual, se abre la necesidad de analizar y evitar previamente cualquier conflicto de interés en la figura del Operador del Sistema, por ejemplo, en materia de propiedad de activos.

# Anexo III Modelo utilizado para el cálculo de los sistemas eléctricos

## Funcionamiento del modelo de cobertura de demanda

Para poder analizar cada subsistema eléctrico de los que se componen los TNP, se ha desarrollado un modelo que permite simular el funcionamiento del sistema eléctrico y la cobertura de demanda en cada uno de ellos. El principal uso del modelo es encontrar el sistema eléctrico óptimo que cubra las

necesidades de demanda futuras (2040) de forma 100% descarbonizada. El modelo se ha desarrollado en el lenguaje de programación R, que permite una alta capacidad de procesamiento de datos, especialmente relevante para la simulación de multitud de escenarios. El modelo consta de tres partes principales (ver Cuadro 70):

**Cuadro 70: Esquema de funcionamiento del modelo empleado para el cálculo de los sistemas eléctricos**



- Inputs o variables de entrada: es el conjunto de información y variables necesarias para simular el funcionamiento de cada subsistema eléctrico.

Se utilizan datos históricos de los últimos 3 años de producción renovable, perfil de demanda y parque de generación instalado (potencia térmica, renovable, bombeos, interconexiones).

Se introducen las hipótesis sobre la evolución del sistema eléctrico en el periodo de 2020 a 2040:

- Evolución de demanda (evolución de demanda dividido por tipo de actividad, penetración de vehículo eléctrico y bomba de calor, electrificación de la economía, medidas de eficiencia energética, medidas de gestión de la demanda y autoconsumo).
- Evolución del parque de generación renovable (ritmo de instalación y horas de funcionamiento de cada tipo de tecnología y subsistema) y de la capacidad de almacenamiento y de respaldo.
- Estimaciones de costes (Capex y Opex de los elementos del sistema eléctrico: tecnologías de generación renovable, interconexiones, sistemas de almacenamiento y respaldo estacional).
- Especificaciones técnicas del sistema (rendimientos, coeficientes de pérdidas, requisitos de generación térmica por necesidad de reserva rodante).

- Cuerpo del modelo y cálculos: a partir de la información y a las hipótesis introducidas, el modelo simula el funcionamiento de cada subsistema con granularidad horaria durante un año completo.

- Se construyen los perfiles de demanda eléctrico y generación de cada tecnología.
- Se evalúa el estado del almacenamiento y del respaldo estacional.

- Resultados:

- Estructura de generación: cobertura de la demanda aportada por cada tecnología y horas de funcionamiento, penetración de renovables, vertidos no aprovechados.
- Funcionamiento de los sistemas de almacenamiento y respaldo: energía almacenada y puesta en red por cada sistema, horas de funcionamiento, número de ciclos carga-descarga, potencias máximas de carga y descarga, grado de utilización de la capacidad de almacenamiento.

- Inversiones y coste de generación: inversiones totales y coste de generación (LCOE), compuesto por los costes variables y la amortización de las inversiones.

### Metodología del cálculo de los sistemas eléctricos óptimos

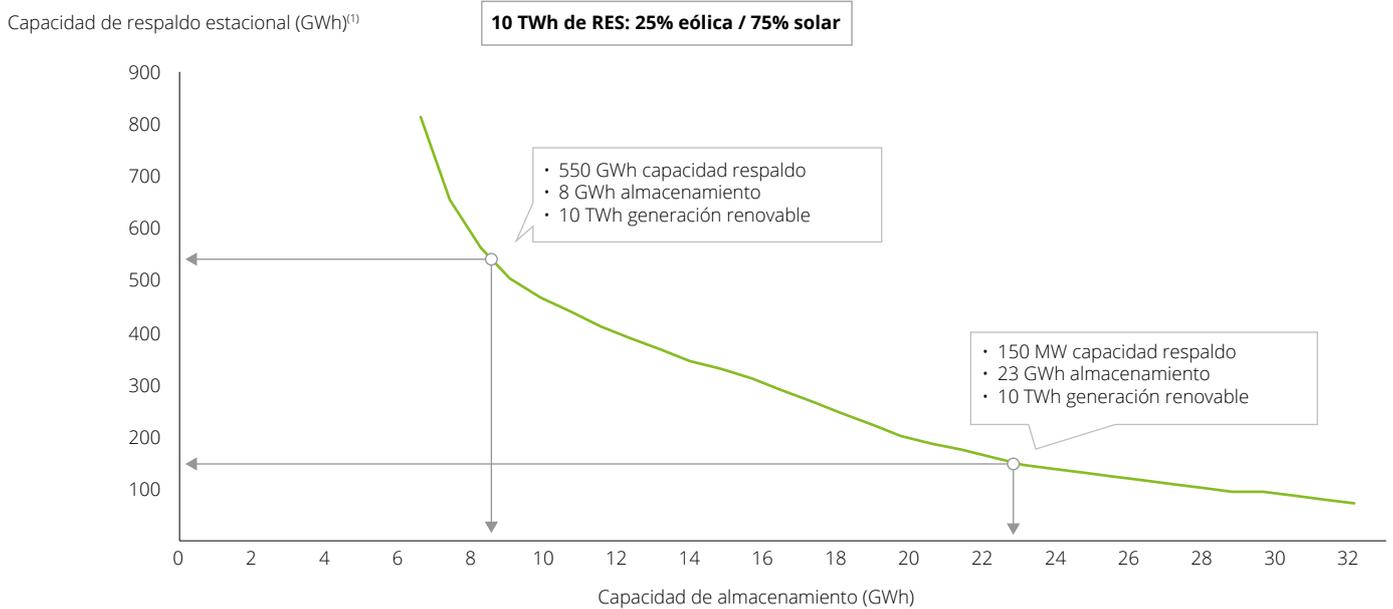
El modelo permite calcular el funcionamiento de cada subsistema eléctrico para unas variables de entrada dadas. Como a priori no se conoce que combinación es la óptima (cubriendo todas las necesidades de demanda eléctrica de forma 100% descarbonizada) es necesario simular todas las combinaciones de variables de entrada y escoger aquella combinación que ofrezca los resultados más favorables.

Las variables que más impactan en el funcionamiento del sistema, y que se han escogido para conformar los distintos escenarios son el mix de generación renovable (% de generación de cada tipo de tecnología, solar y eólica), la potencia renovable instalada, la capacidad de almacenamiento y la capacidad de respaldo estacional.

Mediante la combinación de distintos valores de estas variables se han analizado 5.000.000 de escenarios diferentes en cada subsistema. El proceso para seleccionar la combinación óptima ha sido:



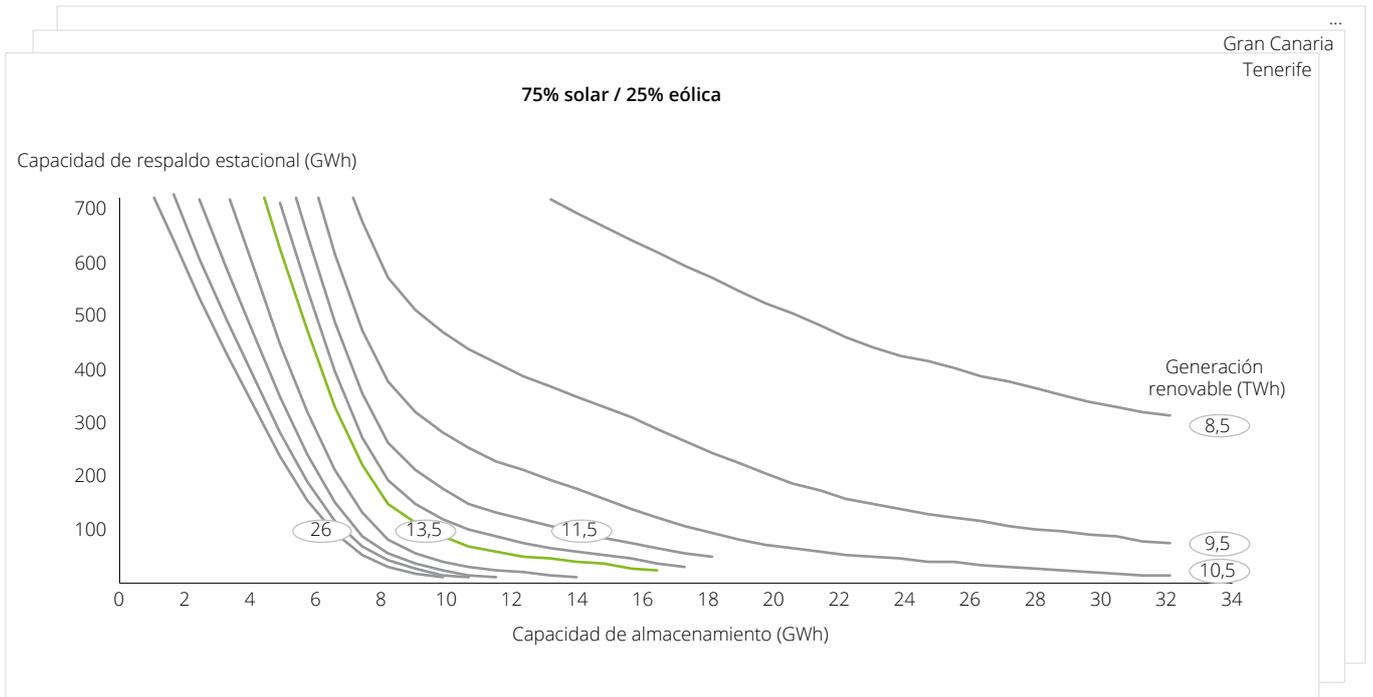
**Cuadro 71: Curva con las combinaciones de almacenamiento para un sistema descarbonizado en Tenerife, con una renovable y mix de generación dados**



(1) Para este cálculo se ha utilizado hidrógeno como tecnología de respaldo estacional  
Fuente: análisis Monitor Deloitte

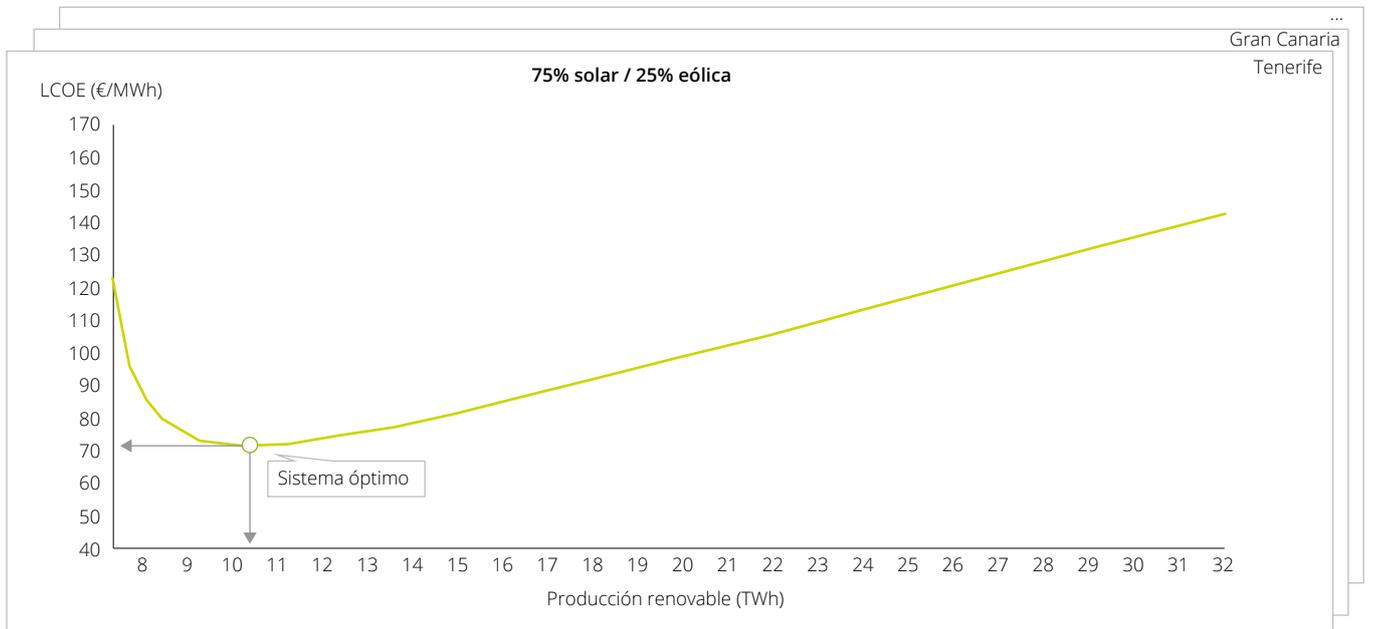
- Para cada combinación de mix renovable y potencia renovable instalada, existen multitud de combinaciones posibles de almacenamiento y respaldo estacional que permiten cubrir el 100% la demanda. Por ejemplo, en el Cuadro 71 se representan todas las combinaciones posibles de almacenamiento y respaldo estacional que permitirían cubrir la totalidad de la demanda para una penetración de renovables dada de 10 TWh y un mix 25% eólico – 75% solar en la Isla de Tenerife.
- Existen multitud de curvas como la mostrada, tantas como combinaciones entre mix de generación y capacidad renovable instalada. En el Cuadro 72 se representan estas curvas para diferentes niveles de penetración renovable y un mix 25% eólico – 75% solar. Se observa que, a mayor penetración de renovables, menor necesidad de almacenamiento-respaldo estacional.
- Todos los puntos de la curva son óptimos desde un punto de vista técnico, es decir, cubren el 100% de la demanda eléctrica. Sin embargo, en función de la combinación de tecnologías, cada punto de la curva tendrá un coste diferente (inversión y LCOE). El modelo calcula el coste de cada combinación para identificar la combinación con menor inversión necesaria y coste de generación (LCOE) de cada curva. Es decir, cada curva representada tiene una combinación concreta almacenamiento-respaldo estacional que presenta el menor coste posible. Si se representan únicamente los puntos de menor coste de cada curva, en función de la producción renovable, es posible localizar la combinación de menor coste total, incluyendo todos los componentes del sistema (ver Cuadro 73).
- Este proceso se realiza para cada uno de los subsistemas, de forma que se obtiene en cada uno de ellos una combinación única de tecnologías renovables, sistemas de almacenamiento y respaldo.

**Cuadro 72: Combinaciones de almacenamiento para Tenerife que permiten un sistema 100% descarbonizado**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 73: LCOE óptimo (€/MWh)**



Fuente: análisis Monitor Deloitte

# Anexo IV Detalle propuestas para agilizar la tramitación administrativa de los proyectos renovables en Canarias

Las principales barreras administrativas para el desarrollo de nuevas instalaciones de generación renovable en las Islas canarias y algunas posibles soluciones son:

- Lentitud en las tramitaciones administrativas.  
Los procesos de tramitación provocan a menudo grandes demoras en los proyectos renovables debido a la excesiva burocracia y falta de agilidad de la administración. Para paliar estos problemas es necesario implantar las siguientes medidas:
  - Declarar la tramitación urgente de todos los proyectos de energías renovables, pudiendo reducir los plazos a la mitad.
  - Reforzar el personal administrativo dedicado a la tramitación de proyectos renovables de la Dirección General de Energía y Medio Ambiente.
  - Implementar una tramitación telemática eficaz que permita el envío de todos los archivos necesarios sin restricciones de tamaño.
- Los procesos de obtención de permisos y autorizaciones administrativas, y los procedimientos de evaluación ambiental, suponen en ocasiones limitaciones al aprovechamiento óptimo del recurso renovable:
  - El artículo 45 del Decreto 141/2009 impide los cambios técnicos en proyectos ya tramitados, no permitiendo aprovechar el desarrollo tecnológico producido durante las tramitaciones administrativas. En caso de eliminar esta restricción, los proyectos ya tramitados podrían adoptar los últimos modelos de paneles fotovoltaicos o aerogeneradores, aprovechando su mejor eficiencia y maximizando el uso del recurso renovable disponible.
  - Existen restricciones a la modernización y repotenciación de parques renovables ya construidos, que deben ser eliminadas para permitir un mejor aprovechamiento del recurso renovable mediante el remplazo de componentes antiguos por aquellos más avanzados tecnológicamente.
  - Se debe eliminar la obligatoriedad de someter a evaluación de impacto ambiental las modificaciones de proyectos eólicos, independientemente de la distancia a la que se encuentren de otros parques, siempre y cuando se traten de modificaciones no relevantes.
  - Existen grandes zonas donde no se permite la instalación de renovables debido a la interferencia con las servidumbres de paso aeronáuticas (especialmente en la Isla de Gran Canaria). Es necesario plantear un debate sobre distintas soluciones técnicas que podrían permitir reducir la superficie afectada por dichas interferencias.

- La normativa en materia de autorización territorial para la instalación de renovables no favorece una tramitación ágil y un uso del suelo adecuado:
  - La reactivación de la utilización de la declaración de interés general para los proyectos de energías renovables podría evitar la tramitación de los procedimientos de autorización regulados en la Ley 4/2017 de Suelo y Espacios Naturales de Canarias, que además no permite el aprovechamiento de determinados tipos de suelos.
  - Debe definirse que las renovables tengan un tratamiento especial respecto a la autorización de usos de interés público o social en suelo rústico, que facilite su aprobación, justificándose automáticamente la concesión de interés público y/o social a los proyectos de energía renovables, siempre y cuando no afecten a espacios naturales protegidos, no afecten a especies protegidas, se sitúen a menos de 5 km del punto de evacuación y no requieran el procedimiento de evaluación ambiental ordinaria según la Ley 21/2013.
  - Actualmente no existe un plan de Ordenación del Territorio orientado a impulsar el desarrollo de renovables, limitando y obstaculizando el aprovechamiento de terrenos que podrían ser aptos para ello. Es necesario que se realice un plan conjunto entre las distintas administraciones que favorezca su instalación.



# Anexo V Detalle propuestas para agilizar la tramitación administrativa de los proyectos renovables en Baleares

La aprobación del Decreto ley 8/2020, de medidas urgentes y extraordinarias para el impulso de la actividad económica y la simplificación administrativa, ha permitido simplificar y agilizar la tramitación de los proyectos renovables, principalmente a través de las modificaciones introducidas en la Ley 14/2019, de proyectos industriales estratégicos; en la Ley 12/2016, de Evaluación Ambiental de las Illes Balears; en la Ley 13/2012, de Medidas Urgentes para la Activación en Materia de Industria y Energía, Nuevas Tecnologías, Residuos, Aguas, Otras Actividades y Medidas Tributarias; y en la Ley de 10/2019, de Cambio Climático y Transición Energética. Este Decreto-Ley permite que los nuevos proyectos de instalaciones fotovoltaicas puedan tramitarse a través de dos procedimientos, más ágiles y rápidos: mediante la Declaración de Utilidad Pública, para instalaciones con una ocupación de hasta 10 ha, y a través de la declaración del proyecto como proyecto industrial estratégico, para aquellas instalaciones de hasta 20 ha.

Sin embargo, aún se pueden realizar ciertas modificaciones para permitir aún una mayor agilidad y seguridad jurídica al proceso que facilite la inversión:

- Mientras los Consells insulares no incorporen a sus planes territoriales las zonas prioritarias para las instalaciones de energías renovables, definidas en el artículo 46 de la Ley 10/2019, se propone que éstas se identifiquen con las zonas de aptitud alta y media definidas en el Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears.
- Es necesario el desarrollo de detalle del artículo 49 de la ley de cambio climático que establece la obligatoriedad de abrir a participación local los proyectos de más de 5 MW en suelo. Mientras no haya un desarrollo normativo que aclare dudas y lo haga operativo y económicamente viable, se propone valorar su suspensión transitoria.
- Regular que el informe que debe elaborar el órgano competente en materia de agricultura en los supuestos de instalaciones renovables con una ocupación superior a las 4 ha, de acuerdo al artículo 118 de la Ley 3/2019, se modifique de tal forma que no sea vinculante para las instalaciones que se ubiquen en zonas de aptitud alta, media o baja y que prevean una ocupación inferior a 20 ha.
- Dotar de certeza y seguridad jurídica los plazos establecidos para la emisión de informes por parte de las administraciones requeridas en los diferentes procedimientos (Recursos Hídricos, Patrimonio, Espacios Naturales, Costas, Carreteras, etc.) definidos en el artículo 3 de la Ley 14/2019 y en el artículo 3 de la ley 13/2012, señalando un tiempo límite para la emisión de estos, por ejemplo, de un mes, y evitar así dilaciones en las tramitaciones.
- Establecer un catálogo normalizado de acciones a aplicar para las medidas compensatorias de obligado cumplimiento en la Declaración de Impacto Ambiental de algunos proyectos renovables introducidas por el órgano medioambiental. Debería

darse la posibilidad de llevar a cabo las medidas compensatorias por la actuación medioambiental a través de otras acciones encaminadas a equilibrar los posibles efectos adversos que pudieran producirse, mediante la creación de un fondo de naturaleza económica o de créditos de compensación que permitieran financiar plantaciones de árboles o ayudas a la agricultura, entre otras. La Ley estatal 21/2013, de evaluación ambiental, en su disposición adicional 8ª, recoge el concepto de Bancos de Conservación de la naturaleza, como un conjunto de títulos ambientales o créditos de conservación otorgados por el Ministerio de Medio Ambiente y, en su caso, por las Comunidades Autónomas, que representan valores naturales creados o mejorados específicamente, indicando en su punto 4 que dichos créditos de conservación podrán constituir las medidas compensatorias. Dicho concepto jurídico de Bancos de Conservación es el que se propone desarrollar en Baleares aplicado a las medidas compensatorias que se establecen en las Declaraciones de Impacto Ambiental de los proyectos renovables.

- La disposición adicional décima de la Ley 10/2019, de Cambio Climático establece que la Declaración de Utilidad Pública implica, entre otros efectos, la Declaración de Interés General. El artículo 17 de la Ley 6/1997, de Suelo Rústico de Baleares grava los proyectos declarados de interés general por el uso atípico que se hace del suelo con un 10% de los costes de la inversión efectiva, excluida la correspondiente a maquinaria y equipos. Se propone aclarar que a los proyectos declarados de utilidad pública no les es de aplicación esta prestación del 10%. Los proyectos renovables en las Islas Baleares necesitan un marco económico que los haga atractivos frente a otros emplazamientos con menores costes de inversión, por tanto, es contraproducente gravarlos con más costes locales.

# Anexo VI Ejemplo de despliegue necesario de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico para las Islas Canarias

Una de las principales barreras a la electrificación del transporte es la ausencia de suficiente red de infraestructura de recarga de acceso público. Por este motivo es necesario el desarrollo de un plan específico de infraestructura de recarga para vehículo eléctrico que permita atraer las inversiones necesarias e incentivar el despliegue de esta tecnología.

La infraestructura de recarga para VE se puede clasificar según su uso en puntos de recarga vinculados y de acceso público:

- Los puntos de recarga vinculados corresponden a cargadores instalados en plazas de garaje con carácter privado que son utilizados típicamente por un único usuario.
- Los puntos de recarga de acceso público engloban todos los cargadores de titularidad pública o privada a disposición del usuario mediante distintos modelos de explotación, como los puntos instalados en la propia vía pública, en centros comerciales, hoteles u otros servicios, y electrolineras en carreteras y corredores. Su desarrollo permitirá el uso del vehículo eléctrico a la mayor parte de la población, que no dispone de una plaza de garaje en propiedad en la que tener un punto de recarga vinculado.

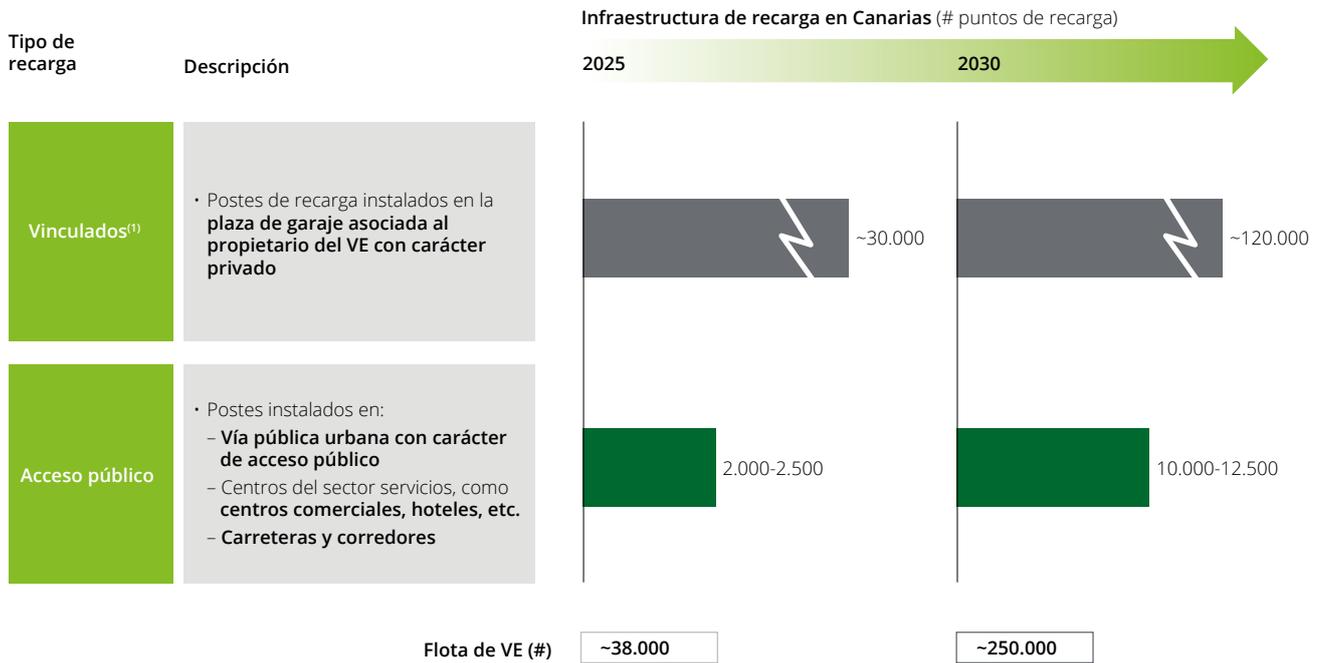
En este contexto se ha estimado el potencial despliegue de infraestructura de recarga que debería ser desarrollado en las Islas Canarias para el año

2025 y 2030, con el objetivo de servir como potencial referencia. Considerando una penetración de vehículos eléctricos de 38 mil para 2025 y 250 mil para 2030, se debería disponer de una infraestructura de recarga de (ver Cuadro 74):

- Recarga vinculada: 30 mil y 120 mil puntos de recarga vinculados para el año 2025 y 2030 respectivamente. Para 2025 la inmensa mayoría de los vehículos eléctricos serán adquiridos por usuarios que dispongan de un punto de recarga vinculado. Para 2030, a partir del crecimiento de penetración de vehículo eléctrico, un porcentaje cada vez mayor de usuarios sin esta posibilidad adquirirán un vehículo y el ratio será inferior.
- En lo que respecta a la infraestructura de acceso público la infraestructura debería ser de 2-2,5 mil y 10-12,5 mil para 2025 y 2030. En este caso, el desarrollo tecnológico de la infraestructura, cada vez con mayor potencia de carga y menores tiempos para este proceso, implicará una menor necesidad de puntos de recarga por vehículos eléctricos en el parque.

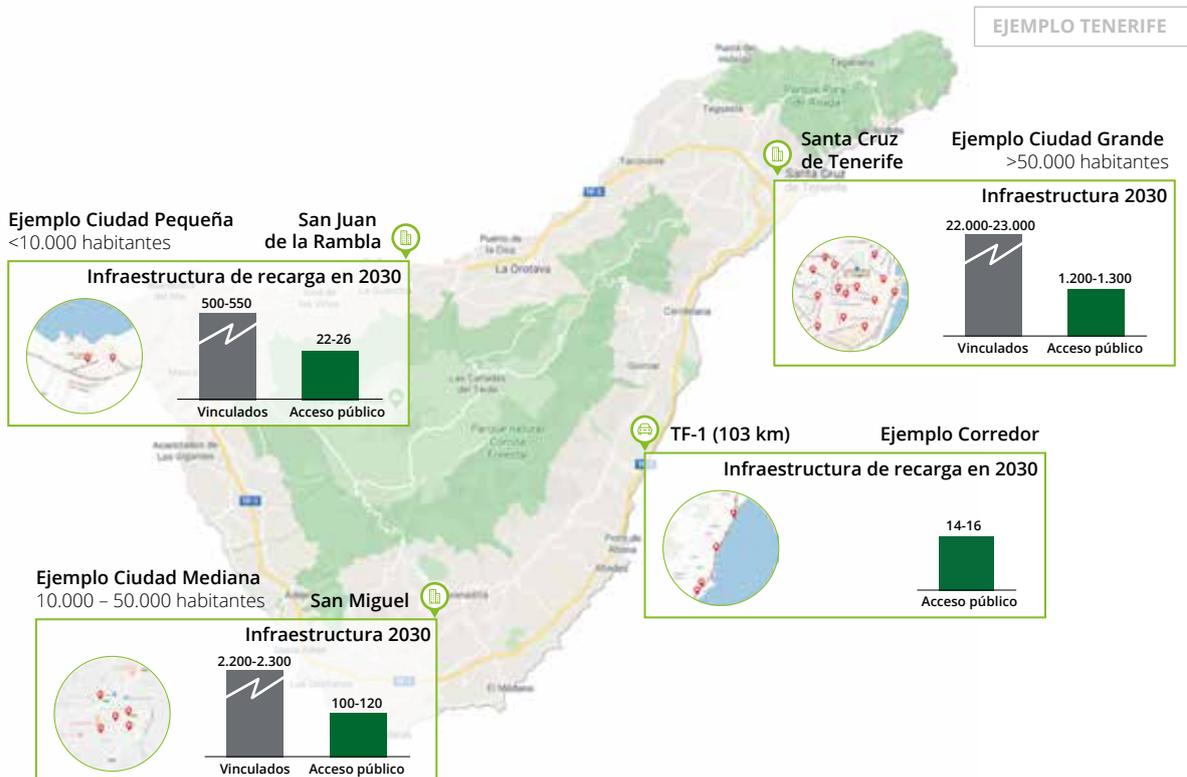
A nivel de localización, debería planificarse de la infraestructura de recarga debe atender a las necesidades específicas de cada territorio. A modo de ejemplo, se plantea un posible plan de despliegue para distintas poblaciones de la Isla de Tenerife y sus corredores principales en el año 2030 (ver Cuadro 75).

**Cuadro 74: Infraestructura de recarga en Canarias en 2025 y 2030**



(1) Ratio de instalación de poste de recarga/VE matriculado (si flota total VE <# hogares con plaza de aparcamiento): 2020: 0,9; 2030: 0,75; ratio de instalación de poste de recarga/VE matriculado (si flota total VE ># hogares con plaza de aparcamiento): 0,10  
Fuente: Gobierno de Canarias; análisis Monitor Deloitte

**Cuadro 75: Despliegue de infraestructura de recarga en Tenerife**



Fuente: análisis Monitor Deloitte





# Monitor **Deloitte.**

Deloitte hace referencia, individual o conjuntamente, a Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL") (private company limited by guarantee, de acuerdo con la legislación del Reino Unido), y a su red de firmas miembro y sus entidades asociadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades con personalidad jurídica propia e independiente. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Consulte la página <http://www.deloitte.com/about> si desea obtener una descripción detallada de DTTL y sus firmas miembro.

Deloitte presta servicios de auditoría, consultoría, asesoramiento financiero, gestión del riesgo, tributación y otros servicios relacionados, a clientes públicos y privados en un amplio número de sectores. Con una red de firmas miembro interconectadas a escala global que se extiende por más de 150 países y territorios, Deloitte aporta las mejores capacidades y un servicio de máxima calidad a sus clientes, ofreciéndoles la ayuda que necesitan para abordar los complejos desafíos a los que se enfrentan. Los más de 244.000 profesionales de Deloitte han asumido el compromiso de crear un verdadero impacto.

Esta publicación contiene exclusivamente información de carácter general, y ni Deloitte Touche Tohmatsu Limited, ni sus firmas miembro o entidades asociadas (conjuntamente, la "Red Deloitte"), pretenden, por medio de esta publicación, prestar un servicio o asesoramiento profesional. Antes de tomar cualquier decisión o adoptar cualquier medida que pueda afectar a su situación financiera o a su negocio, debe consultar con un asesor profesional cualificado. Ninguna entidad de la Red Deloitte será responsable de las pérdidas sufridas por cualquier persona que actúe basándose en esta publicación.

© 2020 Para más información, póngase en contacto con Deloitte Consulting, S.L.

Diseñado y producido por el Dpto. de Marketing & Brand, Madrid.