

# 1ª Reunion Comité Consultivo GBER

(7 Diciembre 2021)

## 1. COMENTARIOS GENERALES

---

- ¿Cambiaría el Reglamento (UE) 2015/2282 de la Comisión de 27 de noviembre de 2015 por el que se modifica el Reglamento (CE) nº 794/2004 en lo que respecta a los formularios de notificación y las fichas de información para adaptarse a las nuevas Directrices?
- El GBER no debería crear un marco para apoyar el consumo de combustibles fósiles. Esta cuestión transversal se aplica a temas como el hidrógeno no renovable o el gas natural en las centrales de cogeneración.
- Sugerimos evitar la inclusión de hidrógeno bajo en carbono en todo el GBER. El hidrógeno renovable se definirá de acuerdo con la descripción proporcionada en la Estrategia de Hidrógeno de la UE.
- El "hidrógeno renovable" es el hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua (en un electrolizador, alimentado por electricidad) y con la electricidad procedente de fuentes renovables. El hidrógeno renovable también puede producirse mediante el reformado de biogás (en lugar de gas natural) o la conversión bioquímica de biomasa, si se cumplen los requisitos de sostenibilidad.
- No está claro si las infraestructuras diseñadas para pruebas y experimentación incluirán las primeras unidades de producción de un producto específico (por ejemplo, pilas de combustible H<sub>2</sub>). Esta infraestructura podría reducir significativamente los costos de producción de las primeras unidades productivas logrando economías de escala y promoviendo una mayor competencia.
- Las cadenas de valor del hidrógeno, incluida la producción, el transporte, la distribución y el consumo, deben estar exentas de impuestos ambientales y de otro tipo.
- Ayudas al sector de la pesca y la acuicultura - Proponemos incluir "subvenciones para la protección del medio ambiente" dentro del alcance del artículo 1.3.a.
- Se valoraría positivamente, a la hora de establecer en el artículo 4 los **umbrales de notificación de las ayudas**, que se fuera más preciso en relación a los dobles límites que se establecen para las distintas categorías de ayudas.
- El vigente Reglamento cuando indica los límites "por empresa y por proyecto" parece indicar que el límite juega para cada empresa en relación a cada proyecto en que participe. No obstante, no queda suficientemente claro si se está limitando la financiación máxima a recibir por proyecto, independientemente del número de empresas que participen en el mismo.

Este aspecto podría aclararse en el nuevo Reglamento con una redacción más explicativa en este sentido.

- La propuesta de Reglamento no contempla disposición alguna para regular el **régimen transitorio**. Por ello se considera que seguirán aplicándose las reglas establecidas en el artículo 58. Se requiere una fase de transición entre el actual GBER y el nuevo.
- Entendemos que, en virtud de la redacción del artículo 59, el vigente RGEC se extiende hasta el 31 de diciembre de 2023. Dados los plazos fijados para el cumplimiento de hitos y objetivos del PRTR acordados con la Comisión Europea y que comprometen la llegada a España de los fondos del MRR, se considera asunto de máxima urgencia la aprobación de las modificaciones necesarias en el RGEC para flexibilizar la política de la competencia a las exigencias del Pacto Verde y a las exigencias de la normativa que en materia de energía y clima viene dictando la Unión Europea desde 2019.
- Se considera que la agregación, la gestión de la demanda y la digitalización deberían ser expresamente mencionados en GBER. En este sentido, se propone que las inversiones en digitalización y automatización que ya se reconocen en el sector residencial en el artículo 38.3.ter, se hagan extensivas también a los sectores industrial y de servicios, dado su potencial para participar de forma activa a través de la respuesta de la demanda en los distintos mercados.
- Proponemos limitar la carga administrativa en la medida de lo posible. Por ejemplo, el artículo 36 bis indica:

*“8. La necesidad de ayuda para incentivar el despliegue de infraestructura de recarga o repostaje de la misma categoría se establecerá mediante una consulta pública abierta previa o un estudio de mercado independiente. En particular, se establecerá que no es probable que dicha infraestructura se despliegue en condiciones comerciales en un plazo de tres años a partir de la entrada en vigor de la medida de ayuda.*

*La obligación de realizar una consulta pública abierta ex ante o un estudio de mercado independiente establecida en el párrafo primero no se aplicará a las ayudas para la construcción, instalación, mejora o ampliación de la infraestructura de recarga o repostaje que no sea accesible al público.”*

Dado el estado actual de desarrollo de la infraestructura para vehículos eléctricos (VE's), parece desproporcionado solicitar dicha consulta o estudio, será una carga administrativa que retrasará considerablemente la concesión de ayudas. No obstante, siendo ese el caso, proponemos establecer un umbral mínimo del 15% de BEV del número total de vehículos (M1 y N1) registrados en el estado miembro en cuestión como requisito previo para requerir la consulta o estudio antes mencionado.

- Se valora positivamente la inclusión de la **definición de comunidades de energías renovables** en el artículo 2.109 bis), tal como se define en el artículo 2.16) de la Directiva (UE) 2018/2001: una entidad jurídica:
  - a) que, con arreglo al Derecho nacional aplicable, se base en la participación abierta y voluntaria, sea autónoma y esté efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya desarrollado;
  - b) cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios;
  - c) cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera, en lugar de ganancias financieras;

Igualmente, en relación con estas comunidades energéticas, se valora positivamente que se proponga su inclusión como posibles beneficiarios de las ayudas en el régimen del artículo 43, “ayudas de funcionamiento para la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y del hidrógeno renovable en pequeña escala y para la promoción de comunidades de energía renovable.

No obstante, se considera que las ayudas exentas de notificación propuestas en este artículo deberían también incluir las destinadas a la financiación de proyectos con una capacidad instalada superior a 1MW, pues este límite propuesto es insuficiente para alcanzar los objetivos de implantación de energías renovables, la consecuente reducción de demanda de combustibles fósiles y la reducción de la dependencia energética de la que adolece España.

#### **Relativo al almacenamiento de energía:**

- La propuesta de Reglamento por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 651/2014 y que se somete a consulta justifica en su primer considerando que los cambios propuestos responden a la necesidad de adaptar la política de la competencia y el control de las ayudas de Estado a las nuevas exigencias del mercado, el Pacto Verde y a los objetivos de la Legislación Europea sobre el Clima. Igualmente se repite este argumento en el considerando sexto, al justificar la modificación del ámbito de aplicación de la sección 7 relativo a las ayudas para la protección del medio ambiente.
- El Pacto Verde Europeo pretende convertir la UE en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva. El objetivo es hacer de Europa el primer continente climáticamente neutro de aquí a 2050, donde el crecimiento económico esté disociado del uso de recursos. Dentro de su línea «Suministro de energía limpia, asequible y segura», coincidente con el objetivo de

desarrollo sostenible 7, de la Agenda 2030 aprobada por Naciones Unidas, se plantea un marco que supone acelerar el despliegue de tecnologías e infraestructuras innovadoras, como el almacenamiento energético, incluyendo el necesario desarrollo de tecnologías de vanguardia en estos sectores industriales clave.

- La pandemia de coronavirus hace que estas ambiciones sean aún más pertinentes. El Plan de Recuperación de la Comisión se destina a ayudar a reparar el daño económico y social provocado por la pandemia y a poner en marcha la recuperación europea de acuerdo con el doble objetivo de la transición verde y digital. Por otro lado, el desarrollo sostenible, como objetivo de la UE de acuerdo con el artículo 3.3 del TUE y el carácter transversal de la política medioambiental, determinan la necesidad de que todas las políticas, entre ellas la de competencia, deban contribuir a la consecución de dichos objetivos.
- A los objetivos de la política medioambiental y de energía limpia establecidos por la Unión Europea responden las directivas y Reglamentos que regulan el mercado interior de la electricidad señalando el papel del almacenamiento como factor clave para una mayor penetración de las energías renovables junto con la plena participación del almacenamiento de energía en los mercados eléctricos. Dentro del Paquete de Energía Limpia para todos, el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, en el considerando 7 de su preámbulo, establece que para integrar el porcentaje creciente de energía renovable el futuro sistema eléctrico debe hacer uso de todas las fuentes disponibles de flexibilidad, en particular las soluciones del lado de la demanda y el almacenamiento de energía. De este modo también se posibilitará la participación activa de los consumidores de electricidad en el mercado en igualdad con otros participantes. La realización del mercado interior de la energía a través de la integración eficaz de la energía renovable, indica este considerando 7, puede impulsar las inversiones a largo plazo y contribuir a la consecución de los objetivos de la Unión de la Energía y del marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030, como se establece en la comunicación de la Comisión de 22 de enero de 2014 titulada “Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030” y se respalda en las conclusiones adoptadas por el Consejo Europeo en su reunión de 23 y 24 de octubre de 2014. El Reglamento (UE) 2019/943 indica en su artículo 1, tener por objeto, entre otros, “establecer los principios fundamentales para el funcionamiento correcto y la integración de los mercados de la electricidad que permiten un acceso al mercado no discriminatorio a todos los proveedores de recursos y clientes, capaciten a los consumidores de electricidad a los consumidores de electricidad, garanticen la competencia en el mercado mundial así como la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y la eficiencia energética, faciliten la agregación de la demanda distribuida y el suministro y permitan una integración de los mercados y sectorial y una remuneración basada en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes renovables”. Y en su artículo 3 establece que

“los Estados miembros, las autoridades reguladoras (...) garantizarán que los mercados de la electricidad operen de acuerdo con los principios siguientes: (...) “c) las normas del mercado facilitarán el desarrollo de una generación más flexible, una generación sostenible con baja emisión de carbono y una demanda más flexible; d) se dará los clientes la posibilidad de beneficiarse de oportunidades de mercado y de una mayor competencia en los mercados minoristas y se les facilitará para que actúen como participantes en el mercado de la energía y en la transición energética; f) las normas del mercado harán posible la descarbonización del sistema eléctrico y, por consiguiente, de la economía, permitiendo la integración de la electricidad procedente de fuentes de energía renovable y proporcionando incentivos para la eficiencia energética; g) las normas del mercado aportarán incentivos adecuados a la inversión en la generación, especialmente a las inversiones a largo plazo para un sistema eléctrico sostenible y sin emisiones de carbono, el almacenamiento de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, a fin de satisfacer las necesidades del mercado y facilitarán la competencia equitativa para garantizar así la seguridad del suministro; j) la generación, el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda seguros y sostenibles participarán en condiciones de igualdad en el mercado, en virtud de los requisitos establecidos en el Derecho de la Unión.

- La Legislación europea sobre el clima, publicada en junio de 2021, en sus considerandos 10 y 11, refuerza los objetivos del marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030:

*“(10) Para lograr la neutralidad climática se debe exigir la contribución de todos los sectores económicos cuyas emisiones o absorciones de gases de efecto invernadero estén reguladas en el Derecho de la Unión.*

*(11) Habida cuenta de la importancia de la producción y el consumo de energía para el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, **resulta esencial efectuar una transición hacia un sistema energético fiable, sostenible, asequible y seguro**, basado en la utilización generalizada de energías renovables, en un mercado interior de la energía que funcione correctamente y en la mejora de la eficiencia energética, reduciendo al mismo tiempo la pobreza energética. La transformación digital, la innovación tecnológica y la investigación y el desarrollo son también factores importantes para alcanzar el objetivo de neutralidad climática.”*

- La Comunicación de la Comisión de 28 de noviembre de 2018 titulada “Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra” establece en su punto 3 “Vías para la transición a una economía de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero y prioridades estratégicas” que *“la transición hacia un sistema energético en gran medida descentralizado y basado en las energías renovables exigirá un sistema más inteligente y flexible sustentado en la implicación de los*

*consumidores y en una mayor interconectividad, un mejor almacenamiento de energía desplegado a gran escala, una respuesta del lado de la demanda y la gestión a través de la digitalización.”*

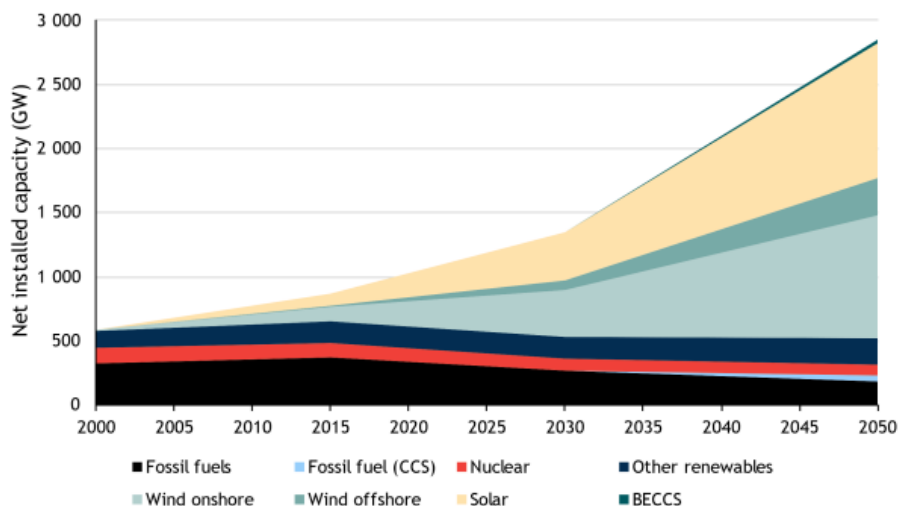
- Adicionalmente, en la Comunicación de 5 de mayo de 2021 de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Actualización del nuevo modelo de industria de 2020: Creación de un mercado único más sólido para la recuperación de Europa” se destaca que *“Las inversiones actuales en fuentes de energía renovables, almacenamiento de energía, redes de suministro, interconexiones y transformación industrial en la UE son demasiado lentas. Para que la transición ecológica conlleve una competitividad verdaderamente sostenible, la industria necesita acceso a una electricidad abundante, asequible y descarbonizada, y se requieren esfuerzos adicionales a este respecto.”*
- El almacenamiento energético (a pequeña y gran escala) es también una importante categoría de selección como Proyecto de Interés Común europeo, como se indica, entre otros, en el documento “Commission staff working document Accompanying the document Commission Delegated Regulation Amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of Projects of Common Interest {C(2021) 8409 final}” donde se argumenta que *“The Union’s energy infrastructure policy has been instrumental in achieving further market integration, alleviating infrastructure bottlenecks, relieving or reducing the energy isolation in specific areas and facilitating integration of electricity produced by renewables into the European network. This concerns, in particular, the integration of electricity from variable renewable sources, which requires increased flexibility of the future energy system. In this respect, the Union lists of PCIs contain a significant number of projects, both interconnectors and storage facilities, which help meet this objective and make the grid ready for increased ambition [...]”*.
- La Estrategia Europea para la Integración del Sistema Energético, publicada por la Comisión Europea en julio de 2020, proporciona el marco necesario para la transición verde, planteando una nueva visión integral en la planificación del sistema energético que tenga en cuenta las interrelaciones existentes entre los distintos vectores energéticos, con el objetivo de diseñar un sistema energético descentralizado, flexible y optimizado que explote los muchos beneficios de las tecnologías limpias e innovadoras. Dentro de los sistemas para proporcionar esa flexibilidad se incluye el almacenamiento en sus diversas formas, diario, semanal o estacional.
- En el reciente estudio del Parlamento Europeo titulado “EU energy system transformation- Cost of non-Europe” donde se analiza cuáles serían las consecuencias si la UE no adopta nuevas medidas, ambiciosas y con unidad de acción, para la transformación de su sistema energético, podemos encontrar menciones expresas al almacenamiento de energía:

*“[...]The massive deployment and integration of renewables to electricity is a regulatory and investment challenge in itself (see Chapter 2.2 and 2.3 below), but it also impacts the reliability and security of the power system due to the variability of wind and solar energy supply. **This can be balanced out to some extent by an increased power system flexibility and storage through use of interconnectors and grids, demand response and energy storage.** All these solutions are expected to play an important role in decarbonising the electricity system and addressing problems such as the current losses occurring when renewable energy is in oversupply in comparison to the electricity grid's capacity. However, deployment of the necessary technology and infrastructure is slower than that of renewables (IEA, 2020). For example, electricity storage through batteries still requires support at the level of market formation and scaling-up. It faces problems related to profitability, high technology costs and double application of grid tariffs and energy consumption taxes.”*

*“[...]Substantial benefits could also be expected from a more integrated EU energy market and an increased energy efficiency resulting from regulatory action coordinated at EU level. In particular, while the EU energy system is transforming towards carbon neutrality and as the share of renewable is increasing, **smart energy use and energy storage will play a key role in ensuring the matching between energy production and energy consumption. Moreover, the switch to electricity and renewable sources such as hydrogen and renewable fuels would require added flexibility in the system and would be achieved at lower cost through sector coupling and integration.** The EU has already made some progress towards integrating its gas and electricity markets. It has also started to facilitate the participation in storage, to support joint initiatives for batteries and hydrogen, notably through Important Projects of Common European Interest (IPCEI) schemes while encouraging the use of renewable gases, notably through the proposed revision of the Renewable Energy Directive and the Energy Taxation Directive.”*

- El estudio incluye en su anexo el histórico y la proyección de la capacidad de generación instalada acorde con el escenario MIX 55: Por último, cabe destacar iniciativas europeas como la Alianza de Baterías Europea

Figure 2-6: Historical and projected EU27 net installed electricity production capacity by source (MIX55 scenario)



Source: SWD(2020)176 final – [Impact Assessment accompanying the document 'Stepping up Europe's 2030 climate ambition' \(Climate Target Plan\)](#).

Note: Values up to 2015 are historical figures. 2020 and onwards are projections.

The climate neutrality scenarios in the Climate Target Plan all project a large increase in battery storage capacities, in particular after 2030, with 2050 capacities amounting to 120 GW (Baseline: 50 GW).<sup>30</sup> The projected capacity increases for power-based hydrogen production capacity (electrolysers) are even more impressive with capacities reaching 550 GW in 2050 (Baseline: 25 GW). Additionally, significant capacities for other power-to-x technologies are projected with around 75 GW power-to-gas (other than power-to-hydrogen) and 50 GW power-to-liquids capacity projected for 2050 (Baseline: 0 GW for both).

(EBA250) que agrupa a la Comisión Europea, a los Estados miembros interesados, al Banco Europeo de Inversiones y a la industria y se constituye en octubre del 2017 como un conjunto de acciones encaminadas a lograr una industria europea de desarrollo y producción de baterías competitiva, innovadora y sostenible a lo largo de toda la cadena de valor, mostrando así el apoyo de la Comisión a este tipo de almacenamiento para contribuir a la consecución de los objetivos de la Unión de la Energía y del marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030.

- Necesariamente también los Planes de Recuperación, Transformación y Resiliencia deben responder al marco estratégico de energía y clima de la Unión Europea, al cumplimiento de los objetivos de descarbonización y a los compromisos internacionales adquiridos por la UE en materia de protección medioambiental y clima. De este modo el PRTR de España aprobado por la Comisión Europea cuenta con unos hitos y objetivos directamente ligados al cumplimiento del marco estratégico de energía y clima. Concretamente, el PRTR ha incluido el objetivo de 600 MW de potencia operativa de almacenamiento de energía en sus objetivos 125 y 126, y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, igualmente aprobado por la Comisión europea, establece como objetivo la

introducción de 6 GW de potencia adicional de almacenamiento de energía para 2030.

- El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico considera que la reforma del RGEN propuesta no facilita a los Estados miembros y, en particular a España, la consecución de los objetivos del Pacto Verde, tal como indica la Comisión Europea que es el propósito de las modificaciones propuestas: la incorporación del almacenamiento energético como mecanismo de flexibilidad del mercado de electricidad y como instrumento necesario para lograr una mayor integración de las energías renovables no encuentra en el RGEN el amparo necesario para que se puedan llevar a cabo unas políticas públicas que, con justificadas ayudas económicas, impulsarían el menor uso de combustibles fósiles y garantizarían la seguridad del suministro en un escenario creciente de penetración de las energías renovables ayudando en definitiva a los objetivos de descarbonización de la UE. Para España la nueva regulación de las normas sobre ayudas de Estado propuestas podría comprometer la ejecución de las inversiones del componente 8 vinculadas al despliegue el almacenamiento energético.
- España es una “Isla energética”, con menos del 5% de ratio de interconexión eléctrica, por debajo del objetivo del 10% en 2020 y del 15% proyectado en 2030. La flexibilidad en forma de almacenamiento de energía es la clave para garantizar la seguridad del suministro en un escenario de creciente penetración de energías renovables.  
Así, dentro de la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en su considerando 65 se indica que: *“Es conveniente **permitir la introducción de tecnologías descentralizadas de producción de energía renovable, así como el almacenamiento, en igualdad de condiciones y sin obstaculizar la financiación de las inversiones en infraestructuras.** El cambio hacia la producción descentralizada de energía entraña numerosas ventajas, tales como la utilización de fuentes locales de energía, una **mayor seguridad del suministro local de energía**, trayectos de transporte más cortos y menores pérdidas en la transmisión de la energía. Dicha descentralización fomenta también el desarrollo y la cohesión de la comunidad, al facilitar fuentes de ingresos y crear empleo a escala local.”*
- Por otro lado, se valora positivamente la **nueva definición de Infraestructura energética** del artículo 2. punto 130) para asimilarla a la adoptada en las nuevas “Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022”. Desaparece de la definición, en relación con la electricidad, *“las instalaciones de almacenamiento de electricidad utilizadas para almacenar la electricidad con carácter permanente o temporal en una infraestructura sobre el suelo o subterránea o en emplazamientos geológicos siempre que estén directamente conectados con líneas de transporte de alta tensión diseñadas para un voltaje de 110 kV o superior”*. Además, se incorporan como infraestructura energética en la definición “los componentes de red

plenamente integrados a que se refiere el artículo 2.51 de la Directiva UE 2019/944”\*::

*\*«componentes de red plenamente integrados»: componentes de red integrados en la red de transporte o distribución, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que se utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.*

No obstante, como indicaremos en los comentarios a la sección 7, consideramos que el almacenamiento de electricidad, si bien ha dejado de ser “infraestructura energética” desde el punto de vista de la financiación pública, no encuentra en el RGEC cabida suficiente. Especialmente en almacenamiento delante del contador.

- Cuestionamos la eficacia de la nueva definición incorporada al artículo 2. Punto 109) **"energía procedente de fuentes renovables" o "energía renovable"**, para la consecución de los objetivos de descarbonización de la UE así como para el cumplimiento de los objetivos 125 y 126 del componente 8 del PRTR de España expresados en el CID.

La nueva redacción es la siguiente: *“la energía procedente de fuentes de energía renovables no fósiles, tal como se definen en el artículo 2, punto 1, de la Directiva (UE) 2018/2001, así como la proporción, en términos de valor calorífico, de la energía producida a partir de fuentes de energía renovables en instalaciones híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales; incluye la electricidad renovable utilizada para llenar los sistemas de almacenamiento conectados tras el contador (behind-the-meter) (instalados conjuntamente o como complemento a la instalación renovable), pero excluye la electricidad producida como resultado de sistemas de almacenamiento”.*

Si bien a efectos estadísticos pudiera tener sentido que se excluya la energía descargada de los sistemas de almacenamiento, consideramos poco acertada la definición a efectos de aplicación del RGEC y del apoyo desde las instancias públicas a la implantación del almacenamiento. La definición propuesta no diferencia entre el almacenamiento de energía con origen en fuentes renovables y aquella con origen en fuentes convencionales. De este modo no tiene sentido contemplar el almacenamiento de energía renovable como elemento de flexibilidad del sistema eléctrico ni su participación en los mercados como se propone las normas de la UE.

El almacenamiento, como elemento de flexibilidad debe poder incorporar electricidad del mix eléctrico para maximizar su apoyo al sistema y para ser más rentable y, en consecuencia, necesitar menor apoyo público.

- Consideramos una injustificable omisión que el RGEC no haya contemplado bajo ninguna sección amparar las ayudas de estado que contribuyan a la seguridad del suministro de electricidad.

En esta línea, las nuevas Directrices revisadas sobre ayudas estatales en materia de clima, medio ambiente y energía 2022 relacionan directamente las tecnologías que proporcionan flexibilidad, como la gestión de la demanda, con el aumento de la seguridad de suministro:

*“285. La presente sección se refiere a las normas de compatibilidad de las medidas de ayuda destinadas a aumentar la seguridad del suministro de electricidad. Esto incluye mecanismos de capacidad y sistemas de interrumpibilidad para hacer frente a problemas de seguridad del suministro a largo y corto plazo derivados de deficiencias del mercado que impiden una inversión suficiente en capacidad de generación de electricidad, almacenamiento o respuesta de la demanda, así como reservas de red destinadas a tratar la insuficiencia de las redes de transporte o distribución de electricidad.”*

## **2. DEFINICIONES (ART.2)**

---

**Art.2.101- Protección del medio ambiente** - Nos parece muy positiva la nueva definición propuesta para "protección del medio ambiente", ya que mejora y amplía el alcance de la definición dada por el anterior RGBER, pero consideramos que se debe agregar lo indicado en negrita:

x) el punto (101) se sustituye por el siguiente:

“(101) 'protección del medio ambiente' significa cualquier acción diseñada para remediar o prevenir daños al entorno físico o recursos naturales por actividades humanas, incluso para adaptarse y mitigar el cambio climático, para reducir el riesgo de tales daños o para conducir a un entorno más eficiente y el uso sostenible de los recursos naturales, incluidas las medidas de ahorro de energía y el uso de fuentes de energía renovables y otras técnicas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero **y otros contaminantes atmosféricos; »**”

**Art. 2.102. – Vehículos limpios** - Es necesario excluir de la definición de “vehículos limpios” aquellos con altas emisiones contaminantes. En este sentido, proponemos las siguientes enmiendas al borrador:

- **Art.2.102.a) - Vehículos limpios según se define en el artículo 4.4.a) de la Directiva 2009/33 / CE** - La redacción actual, refiriéndose al Reglamento 715/2007, incluye tanto vehículos Euro 5 (en vigor desde 2009) como Euro 6 (vigente desde 2014). Sin embargo, la definición de vehículo limpio debe restringirse a los vehículos de última generación: Euro 6d (vigente desde enero de 2021). Además, los vehículos de gas también deben excluirse debido a las altas emisiones de partículas finas PM2.5. En consecuencia, proponemos añadir “al menos a la fase Euro 6d, excluidos los vehículos que utilizan gas natural como combustible” a

la definición dada por el artículo 4, párrafo 4, letra a) de la Directiva 2009/33 / CE.

- **Art.2.102.c) - Hasta el 31 de diciembre de 2025, vehículos limpios tal como se define en el artículo 4, punto 4, letra b) de la Directiva 2009/33 / CE que no entran en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2019/1242.** - También conviene excluir los vehículos de gas que producen elevadas emisiones de partículas finas PM2,5, altamente nocivas para la salud. Proponemos añadir “excluir gas natural” en la definición dada por el artículo 4, párrafo 4, letra b) de la Directiva 2009/33 /CE.

### 3. AYUDAS REGIONALES

---

- Debe aclararse si las grandes empresas solo podrán recibir ayudas regionales cuando realicen una inversión inicial que cree una nueva actividad económica en la zona en cuestión.

### 4. AYUDAS I+D+i

---

- Deben incluirse las primeras unidades de producción dentro de las infraestructuras de prueba y experimentación.
- En relación al artículo 25 “Ayudas a proyectos de investigación y desarrollo” consideramos acertado y coherente con las Directrices revisadas sobre ayudas estatales en materia de clima, medio ambiente y energía 2022, la inclusión en el apartado 3, relativo al cálculo de los costes, la posibilidad de que los costes indirectos del proyecto de I+D también puedan calcularse sobre la base de un enfoque de costes simplificados en forma de cantidad a tanto alzado de hasta el [15 %], aplicada a los costes directos totales subvencionables del proyecto de I+D (apartados a) a e)).
- Se sugiere aumentar el límite de ayuda estatal para el desarrollo experimental hasta un 50%.
- Valorar si las subvenciones otorgadas para proyectos que participan en bancos de prueba regulatorios (*sandboxes*) pueden incluirse en el art. 25, ya que incluye “prueba y validación de productos, procesos o servicios nuevos o mejorados en entornos representativos de las condiciones operativas de la vida real”. Algunos de los tipos de proyectos que podrían cubrirse en el marco de estos *sandboxes* no pueden desarrollarse por existir un *market gap*. Esto aplica, entre otros, a proyectos piloto en los que se pruebe la gestión de la demanda o los servicios de flexibilidad a nivel de red de distribución. En la actualidad, para salvar este *market gap*, algunos de los proyectos se están desarrollando y recibiendo apoyo financiero en el marco del programa Horizonte 2020 (ej. proyecto COORDINET, OneNet).

## 5. AYUDAS PARA ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE

---

### 5.1. Ayudas para protección medioambiental (Art.36)

- Art. 36.1. Debe evitarse la inclusión de hidrógeno con bajo contenido de carbono.
- Art. 36.2 ter. Aclarar el art. 36.2. ter, ya que la fabricación de electrolizadores podría aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Art. 36.5. Aclarar cuál sería la tasa de descuento para analizar la inversión contrafactual.
- Art. 36.8. En cuanto a la necesidad de una consulta ex ante o un estudio de mercado como requisito previo para el desarrollo de un esquema de apoyo destinado a las estaciones de carga públicas para vehículos eléctricos, nuestros comentarios se han establecido en la sección de observaciones generales.
- Art 36 bis.2. Debe evitarse la inclusión de hidrógeno con bajo contenido de carbono.
- Art 36 bis.4. Se dice: "La ayuda en virtud de este artículo se otorgará en un proceso de licitación competitiva". Consideramos que el proceso de concurrencia competitiva no debe ser obligatorio para todos los casos, ya que si bien puede ser recomendable para recargas de acceso público en carreteras, no lo sería para una recarga privada o en el sector servicios, donde las ayudas deberían darse a través de concurrencia simple (first come-first served), solo para cumplir con los requisitos de la convocatoria. Esto aceleraría y haría un despliegue más dinámico.
- Art. 36.bis.9. indica:

*“No obstante lo dispuesto en el apartado 8, se presumirá la necesidad de ayuda para recargar o repostar infraestructura para vehículos de carretera cuando los vehículos propulsados exclusivamente por electricidad (para recargar infraestructuras) o los vehículos propulsados al menos parcialmente por hidrógeno (para repostar infraestructuras) representen respectivamente menos del 2% del número total de vehículos de la misma categoría matriculados en el Estado miembro de que se trate. A los efectos del presente párrafo, los turismos y los vehículos comerciales ligeros se considerarán parte de la misma categoría de vehículos”.*

Nuestra propuesta es elevar el umbral del 2% hasta un 15% como mínimo. Este no es un mercado adecuado con un 2% de EV del número total de vehículos, no existe un caso comercial para la infraestructura de acceso público bajo esa condición.

- Art 36 ter.4, se dice:

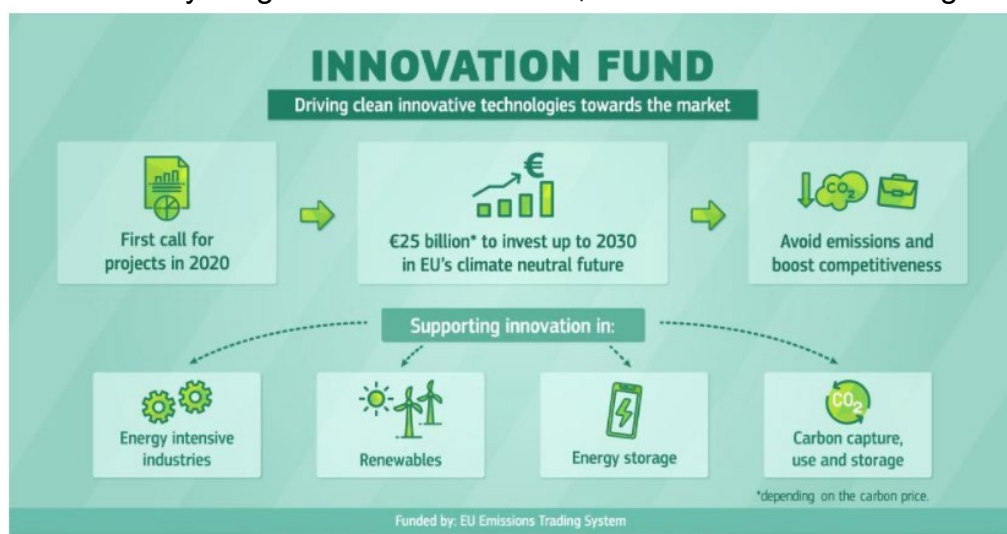
*"La ayuda en virtud de este artículo se otorgará en un procedimiento de licitación según se define en el artículo 2".*

En el caso de incentivos para la adquisición de vehículos limpios y cero emisiones, no debe exigirse un proceso de concurrencia competitiva para otorgar la ayuda, ya que los incentivos deben darse a aquellas adquisiciones que cumplan los requisitos especificados en las convocatorias.

- Los requisitos de eficiencia energética para el apoyo adicional deben estar vinculados a lo que ya se está haciendo a nivel de MRR (ahorro de energía primaria del 30%, en lugar del 40%):

"6a. La intensidad de la ayuda podrá aumentarse en 15 puntos porcentuales para las ayudas concedidas para mejorar la eficiencia energética de los edificios a que se refiere el apartado 3 bis, cuando las mejoras de la eficiencia energética den lugar a una reducción de la demanda de energía primaria de al menos un 40% en el caso de renovación de edificios existentes."

- Relativo al Art. 36.1bis: El almacenamiento de energía renovable constituye sin duda alguna un elemento que contribuye a la protección del medio ambiente, al contribuir a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera gracias, entre otros aspectos, a la mayor penetración de generación renovable al reducir los vertidos en tecnologías típicamente intermitentes y no gestionables<sup>1</sup>. Por ello, el almacenamiento energético



<sup>1</sup> Se citan diversos estudios al respecto como anexos al documento

constituye uno de los cinco pilares en los que el [Fondo de Innovación](#) focaliza sus convocatorias, especificando además que aplica a proyectos de almacenamiento de pequeña y gran escala. El Fondo apuesta por tanto por proyectos a pequeña y gran escala, tanto BTM-detrás del contador como FTM-delante del contador. Se incluye una metodología para calcular el ahorro del CO2 en almacenamiento.

A pesar de esta evidencia, la nueva redacción del artículo 36 propuesta, y la expresa exclusión de su ámbito de aplicación “de las medidas para las que los artículos 36 bis, 36 ter, y 38 a 48 establezcan normas más específicas” parece querer vincular el almacenamiento energético exclusivamente a la eficiencia energética de las empresas y al autoconsumo de energías renovables, siempre a pequeña escala (<1MW), así como el almacenamiento híbrido con renovables (Art. 41).

Consideramos que desde el punto de vista de la consecución de los objetivos del Pacto Verde y de la Estrategia de la UE en materia de energía y clima, no deben quedar fuera del ámbito del artículo 36 las ayudas para el almacenamiento energético delante del contador debiendo quedar reflejado con claridad entre los regímenes de ayudas que estarían exentos de notificación al amparo del RGE.

Se propone la siguiente redacción alternativa del nuevo apartado 36.1 bis:

*“1 bis. El presente artículo no se aplicará a las medidas para las que los artículos 36 bis, 36 ter, y 38 a 48 establezcan normas más específicas. El presente artículo tampoco se aplicará a las inversiones en equipos, maquinaria y producción industrial que utilicen combustibles fósiles, excepto a las que utilicen gas natural. El presente artículo se aplicará a las inversiones en equipos, maquinaria y producción industrial que utilicen hidrógeno en la medida en que el hidrógeno utilizado pueda considerarse hidrógeno renovable o hidrógeno con bajas emisiones de carbono. En tales casos, el Estado miembro velará por que se cumpla el requisito de utilización de hidrógeno renovable [o de hidrógeno con bajas emisiones de carbono] a lo largo de toda la vida económica de la inversión. **El presente artículo se aplicará a las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía que utilicen electricidad en la medida en que la energía eléctrica utilizada facilite la integración de energía renovable en el sistema.** En tales casos, el Estado miembro velará por que se cumpla el requisito de utilización de energía renovable a lo largo de toda la vida económica de la inversión”.*

## **5.2. Ayudas para la promoción de energía procedente de fuentes renovables (art. 41)**

- En los artículos 41 y 43, se requiere que los combustibles subvencionados estén fabricados a partir de las materias primas enumeradas en la Parte

A del Anexo IX de la Directiva 2018/2021 para poder estar exentos del requisito de notificación. España entiende que esta provisión está concebida para biocombustibles, biogás para transporte y biolíquidos. Por ello, los combustibles de biomasa no deberían estar incluidos en el ámbito de tal provisión. Así, los artículos 41.2 y 43.3 deberían ser enmendados como sigue:

*“2. Las ayudas a la inversión para la producción de biocarburantes, biolíquidos, biogás ~~y combustible de biomasa~~ quedarán exentas de la obligación de notificación establecida en el artículo 108, apartado 3, del Tratado únicamente en la medida en que los combustibles que se benefician de la ayuda cumplan los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Directiva (UE) 2018/2001 y sus actos de ejecución o delegados y se hayan producido a partir de las materias primas enumeradas en el anexo IX, parte A, de dicha Directiva.*

*3. Las ayudas de funcionamiento para la producción de biocarburantes, biolíquidos, biogás ~~y combustible de biomasa~~ quedarán exentas de la obligación de notificación establecida en el artículo 108, apartado 3, del Tratado únicamente en la medida en que los combustibles que se benefician de la ayuda cumplan los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Directiva (UE) 2018/2001 y sus actos de ejecución o delegados y se hayan producido a partir de las materias primas enumeradas en el anexo IX, parte A, de dicha Directiva.”*

- Art. 41. Sírvanse explicar por qué en los proyectos de hidrógeno renovable que consisten en un electrolizador y una o más unidades de generación renovable detrás de un solo punto de conexión a la red, la capacidad del electrolizador no excederá la capacidad combinada de las unidades de generación renovable.
- Explique por qué las infraestructuras renovables dedicadas para la producción de hidrógeno renovable no pueden financiarse con arreglo al art. 41.
- El nuevo párrafo 4 bis debería evitar cualquier referencia al apoyo al gas natural en el marco de GBER.
- La respuesta a la demanda debe incluirse explícitamente. La redacción del apartado relacionado con el sector de la construcción ya lo permite, pero debería extenderse a otros sectores (por ejemplo, terciario, industria).

- Art. 41.10.ii. Incluye como requisito que “el número esperado de licitadores será suficiente para asegurar una competencia efectiva”.

No está claro cómo se puede probar esto ex ante.

- El artículo 43.2.b establece un umbral para instalaciones de generación renovable por debajo del cual las ayudas estarían exentas de notificación. Creemos conveniente aclarar que dicho umbral no aplica a instalaciones de autoconsumo (que estarían exentas en cualquier caso). Según nuestra experiencia, este umbral debería aumentarse hasta 1 MW.

- Las comunidades de energías renovables se mencionan en el art. 43 diciendo:

“2a. Las ayudas a las comunidades de energías renovables estarán exentas del requisito de notificación del artículo 108, apartado 3, del Tratado solo para proyectos con una capacidad instalada inferior a 1 MW emprendidos por entidades que se ajusten a la definición de comunidad de energías renovables”

Proponemos:

- a) Elevar el umbral a 5 MW (1 MW en el anteproyecto actual) y al mencionarlo incluir la frase “menor o igual a”. En cuanto a este umbral, cabe mencionar que se aplica tanto a aplicaciones eléctricas como térmicas.
- b) Incluir en el alcance del art. 43. 2a las comunidades ciudadanas de energía.
- c) Incluir en el artículo 41 exactamente el mismo tratamiento a las comunidades de energías renovables y comunidades de energía ciudadana que el contenido en el artículo 43.

### **Relativo al almacenamiento de energía:**

- Se considera insuficiente y confusa la nueva redacción del artículo 41 formulada para amparar las ayudas de estado para almacenamiento energético. El propuesto artículo 41.bis indica:

“Las ayudas a la inversión para proyectos de almacenamiento en virtud del presente artículo quedarán exentas de la obligación de notificación del artículo 108, apartado 3, del Tratado únicamente en la medida en que se concedan sobre la base de un régimen abierto a proyectos combinados de energía renovable y almacenamiento (behind-the-meter —“tras el contador”), siempre que ambos elementos se instalen y se pongan en funcionamiento al mismo tiempo. La inversión en almacenamiento tendrá, como máximo, la misma capacidad que la inversión en energías renovables conectada. Las ayudas al almacenamiento conectado a una instalación de energías renovables existente (behind-the-meter —“tras el contador”) también podrán estar sujetas al mismo régimen, siempre que la inversión en almacenamiento cumpla las mismas condiciones y que todos los proyectos de inversión (de

energías renovables y de almacenamiento) se consideren como un proyecto integrado a efectos de la verificación del cumplimiento de los umbrales establecidos en el artículo 4.”

Esta redacción nos lleva a formular las siguientes consideraciones:

a) Se considera desafortunada e imprecisa para la comprensión del artículo y de las medidas que están exentas de notificación la utilización de la expresión “behind the meter”.

b) Se considera que la referencia expresa al almacenamiento “behind the meter” deja fuera del ámbito de este artículo las ayudas de Estado a cualquier otro tipo de almacenamiento, dificultando con ello la consecución de los objetivos del Pacto Verde, el cumplimiento de las obligaciones impuestas por las Directivas del mercado interior de la electricidad y el cumplimiento por parte de España de los hitos/ objetivos 125 y 126 del componente 8 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España.

c) No es comprensible desde el punto de vista técnico la exigencia de que “el almacenamiento deba tener la misma capacidad que la inversión en energía renovable conectada”. Proponemos especificar que el almacenamiento ha de tener, en todo caso, la misma potencia instalada (en MW) que el generador renovable al que está conectada, pudiendo tener varias horas de capacidad de almacenamiento.

d) No alcanzamos a comprender el sentido de las disposiciones sobre la intensidad de ayuda para almacenamiento.:

d.1. Entendemos con la redacción propuesta que la intensidad de ayuda máxima al almacenamiento es en principio solamente del 15% de la inversión. Y, en caso de instalación conjunta de almacenamiento con instalación de energía renovable, se podría incrementar otro 15%.

De los estudios sobre la rentabilidad del almacenamiento <sup>2</sup>más actuales se puede concluir que esta ayuda es insuficiente para hacerlo rentable.

d.2. Por otro lado, la redacción del punto 10 indica que cuando la ayuda se conceda mediante un procedimiento de licitación sobre la base de criterios claros, transparentes, no discriminatorios y objetivos, definidos ex ante de conformidad

---

<sup>2</sup> [Lazard's levelized cost of storage analysis—version 7.0](#), Lazard 2021

[El papel del almacenamiento en la Transición Energética](#), PwC 2021

[IEA Energy Storage Tracking Report](#), AIE 2021

con el objetivo de la medida y minimizando el riesgo de ofertas estratégicas, la intensidad de la ayuda podrá alcanzar el 100 % de los costes subvencionables.

Esta disposición dificulta el apoyo a las instalaciones distribuidas BTM, tanto por el volumen de los proyectos que se presentan como por el mismo carácter distribuido.

Por tanto, se propone la siguiente redacción del artículo 41.1.bis:

*“Las ayudas a la inversión para proyectos de almacenamiento en virtud del presente artículo quedarán exentas de la obligación de notificación del artículo 108, apartado 3, del Tratado únicamente en la medida en que se concedan sobre la base de un régimen abierto a proyectos combinados de energía renovable y almacenamiento ~~(behind-the-meter —“tras el contador”)~~, siempre que ambos elementos se instalen y se pongan en funcionamiento al mismo tiempo. **La inversión en almacenamiento tendrá, como máximo, la misma capacidad potencia que la inversión en energías renovables conectada.** Las ayudas al almacenamiento conectado a una instalación de energías renovables existente ~~(behind-the-meter —“tras el contador”)~~ también podrán estar sujetas al mismo régimen, siempre que la inversión en almacenamiento cumpla las mismas condiciones y que todos los proyectos de inversión (de energías renovables y de almacenamiento) se consideren como un proyecto integrado a efectos de la verificación del cumplimiento de los umbrales establecidos en el artículo 4.”*

**5.3. Ayudas a la inversión para la remediación de daños ambientales, la rehabilitación de hábitats y ecosistemas naturales, la protección o restauración de la biodiversidad o la implementación de soluciones basadas en la naturaleza para la adaptación y mitigación del cambio climático (Art. 45)**

- Queremos transmitir nuestro apoyo a la ampliación del alcance en este capítulo, ya que consideramos necesario abrir la posibilidad de recibir ayudas para estas actividades. Por ejemplo, con arreglo a las actuales Directrices regionales, las inversiones para producir biocombustibles (de origen alimentario o forestal), así como las plantas de reciclado para la producción de biocombustibles, quedaron fuera de la ayuda regional, según lo confirmado por la Comisión.
- Del mismo modo, las 'Directrices sobre la protección del medio ambiente y la energía para 2014-2020' no incluyen la posibilidad de otorgar este tipo de inversiones, sino en una fase posterior (plantas de generación de energía con el uso de biomasa). De esta forma, estas inversiones no pudieron ser apoyadas por ninguno de los dos regímenes de ayuda.

- En términos de mitigación, la extensión del alcance también parece muy positiva. Sin embargo, es difícil decidir cómo encajar esos proyectos que tienen como objetivo reemplazar los gases fluorados en el aire acondicionado, refrigeración y otros equipos por gases con menor o nulo potencial de calentamiento global.
- Para finalizar, consideramos este borrador como una oportunidad para armonizar el alcance sectorial de las ayudas regionales (exclusión de lignito, inclusión de fibras sintéticas y construcción naval, exclusión de ayudas a infraestructuras de banda ancha e investigación en el apartado de ayudas regionales, aclaración sobre la definición de sectores de transporte y energía). Esperamos que esto permita que las fases intermedias de la producción de energías renovables, fuente de actividad en el medio rural, no se conviertan en un cuello de botella para que la biomasa se pueda utilizar como pellets certificados, en lugar de leña que es perjudicial para la calidad del aire.

#### **5.4. Investment aid for efficiency in the use of resources and to support the transition towards a circular economy (Article 47)**

En general, consideramos la propuesta de art. 47 incluye la mayoría de los tipos de inversión y mejora la jerarquía de residuos. Sin embargo, en nuestra opinión aún es necesario aclarar alguna redacción en el texto:

- Algunas actividades deben describirse de manera más explícita en el texto. Por ejemplo, entendemos que las actividades relacionadas con la eficiencia en el uso de agua / aguas residuales, su reutilización y preparación para su reutilización se incluyen en los apartados 2.c) y 2. d). Pero esta es una interpretación de la definición de "otros productos, materiales o sustancias".
- En el punto 5, entendemos que cuando dice "colección" debe decir "colección separada", ¿podría confirmarnos este punto?
- En el punto 6 se afirma que las inversiones deben ir más allá de las prácticas comerciales establecidas o económicamente rentables que se aplican generalmente en toda la Unión y a todas las tecnologías. Desde un punto de vista tecnológico, consideramos que las inversiones deberían conducir a un mayor grado de reciclabilidad o una mayor calidad del material reciclado en comparación con la práctica habitual. ¿Podría aclarar si se puede interpretar como ecodiseño, necesario para mejorar todo el ciclo de vida del producto para apoyar la transición a una economía circular?

## **6. VARIOS**

---

- No queda claro en la propuesta cómo ha de realizarse la justificación del cumplimiento de los objetivos energéticos y climáticos para la cogeneración de alta eficiencia, por lo que se agradecería la inclusión de información adicional relativa a los criterios.

## 7. Anexos

### 7.1. Anexo I: Estudios sobre casos de éxito en reducción de emisiones: aumento de la penetración de renovables por integración de almacenamiento en sistemas energéticos nacionales.

- California: National Renewable Energy Laboratory [“The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics”](#):

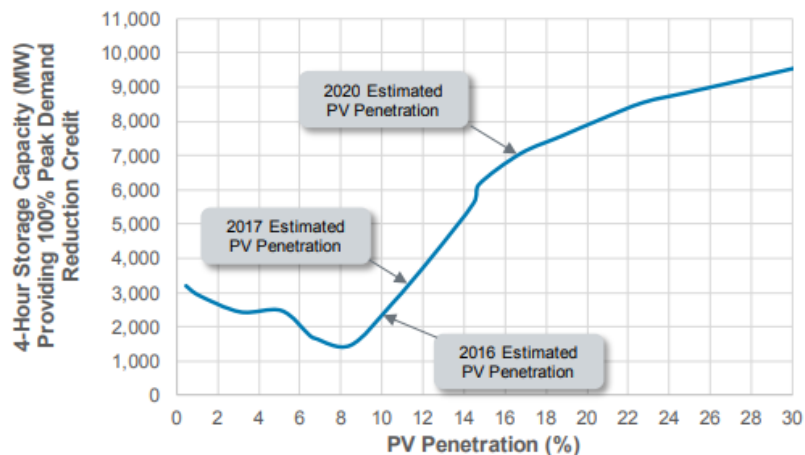
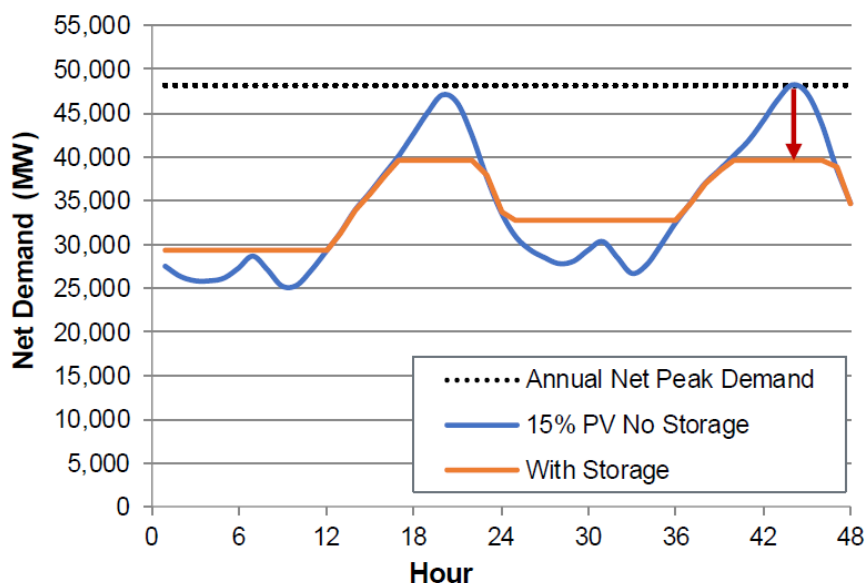


Figure ES-1. Threshold values for 100% peak demand reduction credit in California for 4-hour energy storage in 2020 (assuming a peak demand of 54 GW)

“[...]These results demonstrate a synergistic relationship between energy storage deployment and PV deployment. As PV penetration increases beyond 11%, additional PV enables the use of

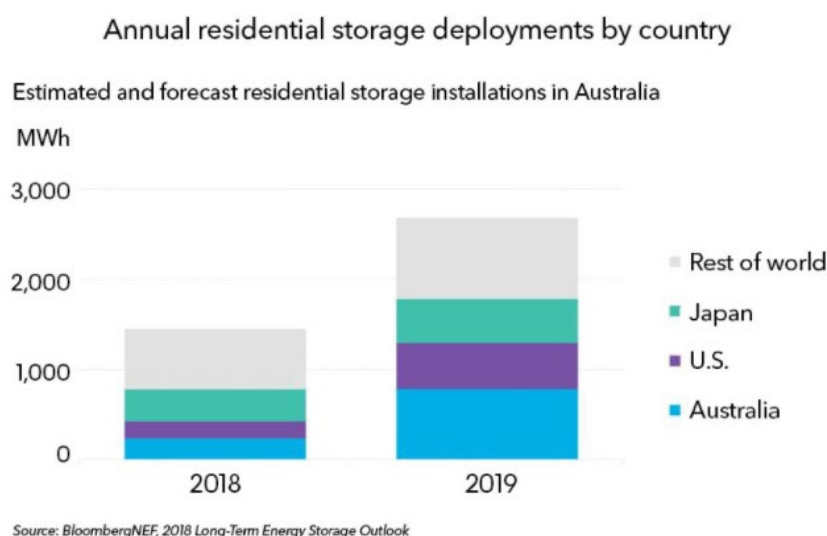


additional shorter-duration/lower-cost energy storage. For example, about 11,000 MW of capacity is expected to be retired in California by 2029 due to once-through-cooling requirements. Much of this capacity is peaking capacity, and our analysis implies that a large fraction of this capacity could be replaced with 4-hour storage assuming continued cost-reductions in storage and continued growth in PV installations (and adequate transmission). At the same time, **additional energy storage can capture more otherwise-curtailed PV generation and discharge it as needed by the system, including during periods of peak demand.**

“[...]15% PV. PV generation has reduced net peak demand has been reduced to 48,123 MW. Net demand peak now occurs during period of low solar output and incremental capacity credit of PV is approaching zero. **Peak shape has been significantly narrowed. Peak demand reduction with 4-hr storage at 100% credit is 8,462 MW, or about double the zero PV case.**”

- Australia: Clean Energy Council [Managing the transition to higher variable renewable energy penetration](#)

“[...]In 2020, renewable energy was responsible for 27.7 per cent of Australia's total electricity generation, the first time that more than a quarter of the country's energy came from renewable sources. This was an increase of 3.7 percentage points compared to 2019. [...]The **battery storage sector rose to prominence in 2020, with 16 utility-scale batteries under construction at the end of 2020, representing more than 595 MW of new capacity.** Australian households also installed 23,796 small-scale batteries with a combined capacity of 238 MWh in 2020.”



- Unión Europea: ver Anexo II REE Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.

**7.2. Anexo II: Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.**



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

# Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España. Horizontes 2026-2030

Dirección General de Operación

Diciembre 2021



# Índice

Resumen ejecutivo.....	1
1.Antecedentes y objeto.....	5
1.1. Metodología .....	5
2.Sistemas de almacenamiento en el sistema peninsular.....	7
3.Sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de Canarias. Almacenamiento e integración de renovables.....	9
3.1. Escenarios y estudios de sensibilidad .....	9
3.2. Evaluación de la aportación de los sistemas de almacenamiento evaluados en los sistemas canarios .....	12
3.2.1.Escenario 2026 Gran Canaria: aportación del bombeo de Chira-Soria y/o baterías.....	12
3.2.2.Escenario 2026 Lanzarote – Fuerteventura: aportación de un sistema de baterías.....	13
3.2.3.Escenario 2030 Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote.....	14
3.2.4.Escenarios 2026 y 2030 sistema de Tenerife: sistemas de almacenamiento de baterías y bombeo.....	15
3.2.5.Escenarios 2026 y 2030 sistema de La Palma: evaluación de la instalación de baterías.....	16
4.Sistemas de almacenamiento en Baleares como elemento integrado en la red de transporte.....	17
4.1. Principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento propuesto.....	18
4.2. Escenarios y estudios de sensibilidad .....	21
Evaluación de la aportación .....	23
4.3. de los sistemas de almacenamiento en Baleares .....	23
Anexo A Hipótesis y resultados detallados de los estudios en el sistema eléctrico peninsular.....	26
Anexo B Hipótesis y resultados detallados de los estudios en los sistemas eléctricos canarios.....	31
Anexo C Hipótesis y resultados detallados de los estudios en los sistemas eléctricos baleares.....	70







## Resumen ejecutivo

---

La transformación del sistema eléctrico actual en un sistema basado fundamentalmente en generación renovable para colaborar en los objetivos de descarbonización de la economía requerirá disponer de recursos adicionales tanto en términos de sistemas de almacenamiento como de refuerzo de interconexiones eléctricas entre sistemas.

En el caso del sistema peninsular al igual que el refuerzo de la interconexión eléctrica con Francia es fundamental para la transición energética también los sistemas de almacenamiento juegan un papel relevante en el aumento de la integración de la generación renovable. En los sistemas eléctricos pequeños y aislados como los sistemas canarios, resulta imprescindible disponer de sistemas de almacenamiento que permitan la integración de la generación renovable existente y prevista además de colaborar en su balance y estabilidad de frecuencia. El sistema eléctrico balear, a diferencia de los sistemas canarios, además de estar interconectado con el sistema peninsular dispone de interconexión eléctrica entre sus islas. En este caso, los sistemas de almacenamiento se plantean con un uso asociado a los enlaces eléctricos para maximizar los flujos entre dichos sistemas en condiciones de seguridad y aprovechar en mayor medida la disponibilidad de generación renovable en el sistema peninsular.

El presente informe presenta los resultados de una parte de los numerosos estudios de despacho de generación [llevados a cabo para escenarios correspondientes al sistema peninsular y a los sistemas eléctricos de Canarias y Baleares en los horizontes 2026 y 2030 coherentes con el escenario objetivo definido por el PNIEC](#). En particular se presenta la evaluación del efecto de la instalación de sistemas de almacenamiento en dichos sistemas en cuanto a la contribución a la descarbonización de la actividad de generación de electricidad y en particular la contribución de cada sistema de almacenamiento analizado en el escenario a la integración de generación renovable y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### Sistemas de almacenamiento en el sistema español peninsular



**Bombeo**  
**3,5 GW**



**Baterías**  
**2,5 GW**

En el sistema peninsular, la disponibilidad de sistemas de almacenamiento adicional permite reducir el volumen de vertido de generación renovable y su inyección en el sistema en momentos en los que el recurso renovable es menor reduciendo la necesidad de generación convencional con emisiones, principalmente producción de unidades de ciclo combinado de gas natural.

Los nuevos sistemas de almacenamiento considerados en el escenario objetivo 2030 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que se evalúan son los recogidos en la siguiente figura:



Los principales resultados obtenidos pueden resumirse en:

- La instalación de 3,5 GW de nuevas instalaciones de bombeo hidráulico en el escenario horizonte 2030 permite, para el mismo parque de generación renovable considerado, la integración de 2,96 TWh de generación renovable adicional al hacer posible la reducción de los vertidos a 6,62% desde 8,04%. Así se consigue

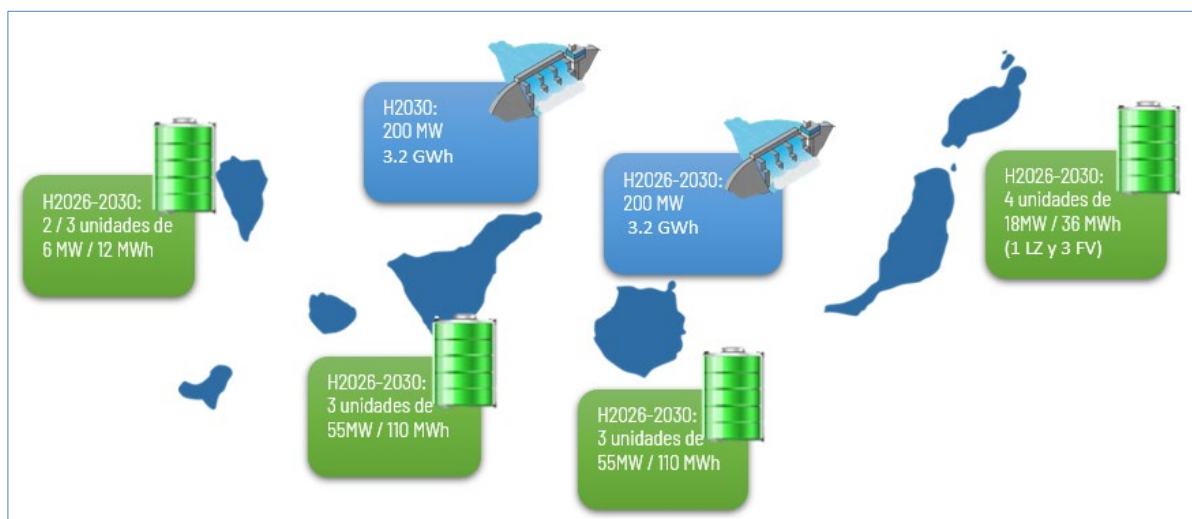
una reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de 24 kt. El valor de emisiones específicas de CO<sub>2</sub> del conjunto de generación se reduce hasta 47,90 g/kWh desde los 48,44 g/kWh que se tendrían en ausencia del nuevo bombeo.

- La disponibilidad de los nuevos 2,5 GW de baterías considerados en el escenario con horizonte 2030, permite la integración de 0,378 TWh de generación renovable adicional y consigue una reducción de los vertidos renovables al 6,62% del producible renovable frente al 6,80% que se presentaría en su ausencia. Como resultado se obtiene una reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de 198 kt siendo el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> del conjunto de generación de 47,90 g/kWh frente a 48,51 g/kWh que se tendrían sin estos recursos de almacenamiento.

### Sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos canarios

Los sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos canarios permiten un notable incremento en la integración de generación renovable que sustituye generación térmica de elevado coste y emisiones. Los escenarios evaluados recogen diferentes hipótesis de generación renovable instalada.

Los sistemas de almacenamiento contemplados en el presente estudio se recogen en la siguiente figura:



Los principales resultados obtenidos pueden resumirse en:

- **Bombeo hidráulico Chira-Soria:** en el escenario con horizonte 2026, el bombeo proporciona en Gran Canaria una reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 20% al hacer posible un incremento en la producción renovable del 37% con la misma potencia instalada renovable (de 1510 a 2075 GWh) situando la contribución de la generación renovable a la cobertura de la



demanda del 51%. Adicionalmente en el horizonte 2030 el bombeo permite maximizar el beneficio de la interconexión Gran Canaria-Fuerteventura, aumentando la participación de la generación renovable del 37% (con interconexión y sin bombeo) al 48%.

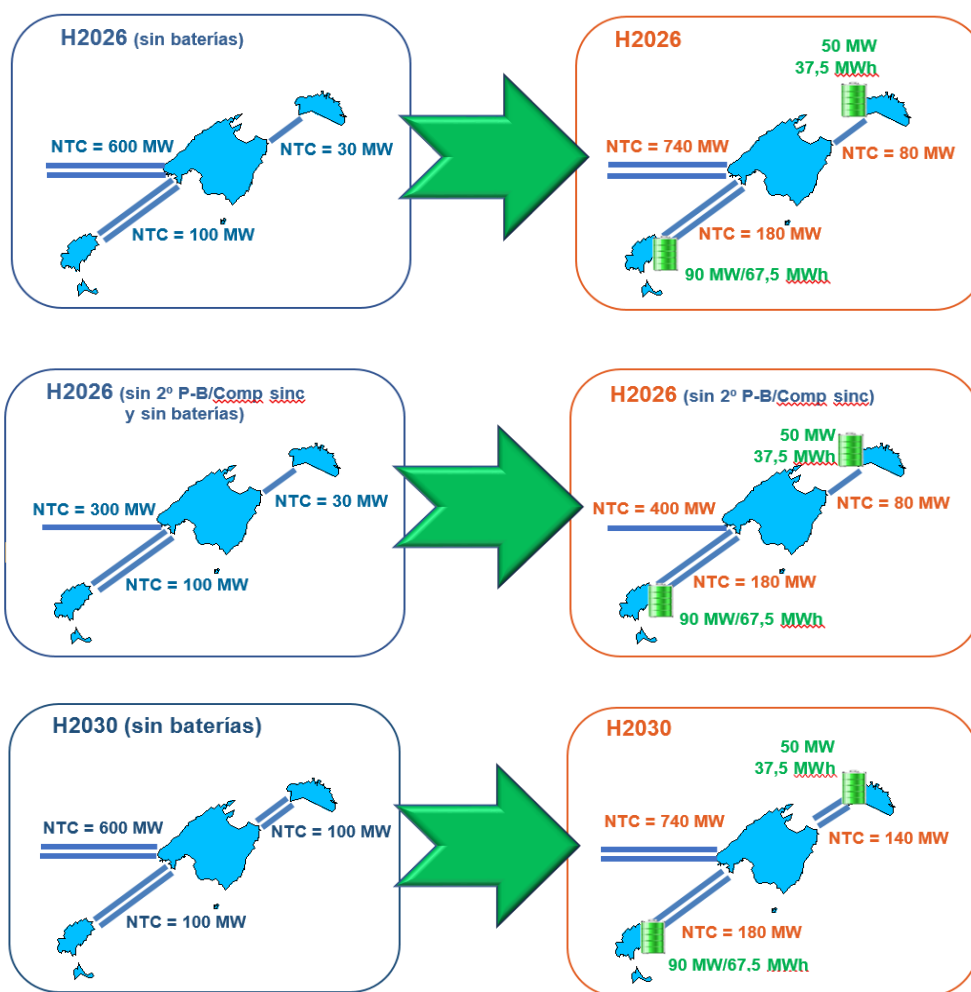
- Sistema de baterías (3 x 55 MW/ 110 MWh) en Gran Canaria en un horizonte 2026: sin considerar la disponibilidad del bombeo de Chira-Soria, las baterías permiten una reducción de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de un 14% al hacer posible un incremento de la participación de la generación renovable del 38 % al 47 % de la demanda. Lógicamente el sistema de baterías no permite alcanzar el nivel de aportación del bombeo de Chira-Soria a la reducción de emisiones e integración de renovables. Sin embargo, la posibilidad de su puesta en servicio a menor plazo debido a los reducidos tiempos de instalación que requiere, permitiría lograr una mejora muy importante en la integración de renovables en Gran Canaria a la espera de Chira-Soria. Una vez puesta en servicio Chira-Soria, los dos sistemas de almacenamiento se complementan y maximizan su efecto.
- Beneficios de un sistema de baterías (4 x 18 MW/ 36 MWh) en Lanzarote - Fuerteventura horizonte 2026: reducción de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 11%, la generación renovable pasa de suministrar el 24 % al 33 % de la demanda con un incremento en la producción renovable del 41% con la misma potencia renovable instalada (de 463 a 652 GWh).
- Sistema de baterías en Tenerife. En el horizonte 2026 proporciona un incremento de la participación de la generación renovable del 33 al 36% con un incremento en la producción renovable del 10% (de 1464 a 1614 GWh) con la misma potencia renovable instalada. En el horizonte 2030 el sistema de baterías no resulta suficiente para incrementar la participación de la generación renovable y requiere ser complementado con un sistema con mayor capacidad de almacenamiento como es un bombeo equivalente al proyectado en Gran Canaria.

### Sistemas de almacenamiento en Baleares como elemento integrado en la red de transporte

El uso de baterías como elemento integrado en la red de transporte se ha convertido en una opción competitiva para disponer de un valor mayor de capacidad de intercambio entre dos sistemas conectados. En concreto, para sistemas débilmente interconectados y con diferencias significativas en el equipo generador tanto en términos de coste como de emisiones, la instalación de un sistema de almacenamiento con un uso asociado a los enlaces eléctricos preexistentes o futuros permite maximizar los flujos entre dichos sistemas en condiciones de seguridad y como consecuencia reducir el volumen de emisiones resultante de la generación de electricidad en el sistema con una interconexión más reforzada.



En las siguientes figuras se detallan los escenarios estudiados y el efecto del



sistema de baterías propuesto:

Los beneficios evaluados para el sistema de baterías propuesto en el conjunto de islas pueden resumirse en:

- Disminuyen las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en 300 kt/año en el **escenario 2026** sin considerar el futuro segundo enlace península – Mallorca y **en 137 kt/año** considerando disponible el futuro segundo enlace con la península. **En el escenario H2030 la reducción de emisiones anuales que aporta es de 304 kt/año.**



# 1. Antecedentes y objeto

---

La transición energética en el sistema eléctrico tiene como principal objetivo el incremento de la integración de generación renovable al tiempo de mantener los actuales niveles de garantía y calidad del suministro eléctrico para contribuir a los objetivos de reducción de emisiones.

En este ámbito el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) define una senda de transformación en el sistema energético español y, en particular, del sistema eléctrico estableciendo escenarios objetivo hasta el horizonte 2030 en los que se considera una modificación sustancial del parque de generación de energía eléctrica.

La transformación del sistema eléctrico actual en un sistema basado fundamentalmente en generación renovable requerirá disponer de recursos adicionales tanto en términos de sistemas de almacenamiento como de refuerzo de interconexiones eléctricas entre sistemas. Para la consecución de los objetivos de integración de generación renovable en el sistema eléctrico, el PNIEC establece objetivos de refuerzo de interconexiones eléctricas entre el sistema eléctrico peninsular y el resto del sistema eléctrico europeo de las interconexiones eléctricas en los sistemas insulares. Asimismo, considera la instalación de sistemas de almacenamiento adicionales a los ya existentes, tanto en unidades de bombeo hidráulico como de almacenamiento electroquímico (baterías).

En el caso del sistema peninsular al igual que el refuerzo de la interconexión eléctrica con Francia es fundamental para la transición energética también los sistemas de almacenamiento juegan un papel relevante en el aumento de la integración de la generación renovable. En los sistemas eléctricos pequeños y aislados como los sistemas canarios, resulta imprescindible disponer de sistemas de almacenamiento que permitan la integración de la generación renovable existente y prevista además de colaborar en su balance y estabilidad de frecuencia. El sistema eléctrico balear, a diferencia de los sistemas canarios, además de estar interconectado con el sistema peninsular dispone de interconexión eléctrica entre sus islas. En este caso, los sistemas de almacenamiento se plantean con un uso asociado a los enlaces eléctricos para maximizar los flujos entre dichos sistemas en condiciones de seguridad y aprovechar en mayor medida la disponibilidad de generación renovable en el sistema peninsular.

El presente informe presenta los resultados de una parte de los numerosos estudios de despacho de generación [llevados a cabo para escenarios correspondientes al sistema peninsular y a los sistemas eléctricos de Canarias y Baleares en los horizontes 2026 y 2030 coherentes con el escenario objetivo definido por el PNIEC](#). En particular se presenta la evaluación del efecto de la instalación de sistemas de almacenamiento en dichos sistemas en cuanto a la contribución a la descarbonización de la actividad de generación de electricidad y en particular la contribución de cada sistema de almacenamiento analizado en el escenario a la integración de generación renovable y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## 1.1. Metodología

---

Los estudios, cuyos resultados se presentan, se basan en la metodología y herramientas utilizadas en los estudios incluidos en el PNIEC. En concreto se lleva a cabo la simulación del despacho económico de un año completo con detalle horario utilizando como función objetivo la minimización del coste variable total



en el subsistema analizado, es decir, de la suma de los costes variables de generación de cada generador.

La hipótesis de costes de combustibles utilizada resulta de la senda de evolución de precios incluida en el PNIEC y la del precio del CO<sub>2</sub> es la misma que la recogida en el PNIEC para el horizonte 2025, 23,3 €/ton y para el horizonte 2030, 34,7 €/ton. Cada unidad de generación térmica convencional es modelada con sus parámetros de funcionamiento, factores de emisión, disponibilidad y tasa de fallo fortuito.

En el estudio no se consideran costes fijos de generación, ni costes de desmantelamiento de grupos actualmente en servicio. La generación renovable, y en general, toda la generación no gestionable se considera con coste variable cero lo que le confiere prioridad de despacho frente al resto de tecnologías de generación térmica convencional. A efectos del cálculo del despacho de generación, la generación eólica y fotovoltaica se modela utilizando series históricas climáticas de recurso primario.



## 2. Sistemas de almacenamiento en el sistema peninsular.

Los estudios realizados analizan en el sistema peninsular la contribución de los nuevos sistemas de almacenamiento considerados respecto al actualmente disponible en el escenario objetivo del PNIEC en el horizonte 2030.

En particular se analizan la aportación de los nuevos almacenamientos contemplados en el escenario objetivo 2030 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) recogidos en la siguiente figura:



Bombeo  
3,5 GW



Baterías  
2,5 GW



Termosolar con  
almacenamiento  
2,5 GW

El parque de nueva generación termosolar con almacenamiento de 9 horas considerado en el escenario con horizonte 2030 tiene un efecto combinado: además de proporcionar capacidad adicional de generación renovable dota al sistema de recursos para evitar el vertido de recurso renovable. Dado que su efecto no es únicamente debido a su prestación como sistema de almacenamiento, en el anexo de resultados detallados se incluyen escenarios donde se explora el efecto de su instalación si bien no se recoge en este apartado

Para ello se comparan los resultados del escenario base Objetivo 2030 con el escenario resultante de quitar del escenario base cada una de las tecnologías analizada de manera independiente manteniendo el resto para evaluar su aportación por separado.

Los principales resultados obtenidos en el sistema peninsular pueden resumirse en:

- La instalación de 3,5 GW de nuevas instalaciones de bombeo hidráulico en el escenario horizonte 2030 permite, para el mismo parque de generación renovable considerado, la integración de 2,96 TWh de generación renovable adicional al hacer posible la reducción de los vertidos a 6,62% desde 8,04%. Así se consigue una reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de 24 kt. El valor de emisiones específicas de CO<sub>2</sub> del conjunto de generación se reduce hasta 47,90 g/kWh desde los 48,44 g/kWh que se tendrían en ausencia del nuevo bombeo.
- La disponibilidad de los nuevos 2,5 GW de baterías considerados en el escenario con horizonte 2030, permite la integración de 0,378 TWh de generación renovable adicional y consigue una reducción de los vertidos renovables al 6,62% del producible renovable frente al 6,80% que se presentaría en su ausencia. Como resultado se obtiene una reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de 198 kt siendo el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> del conjunto de generación de 47,90 g/kWh frente a 48,51 g/kWh que se tendrían sin estos recursos de almacenamiento.

Los resultados detallados se pueden consultar en el Anexo A.





### 3. Sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de Canarias. Almacenamiento e integración de renovables

La necesidad de instalación de sistemas de almacenamiento en los sistemas canarios ha sido objeto de múltiples análisis por parte de Red Eléctrica, habida cuenta de la instalación de generación renovable en los últimos años, así como de sus expectativas de crecimiento. Los sistemas eléctricos canarios se caracterizan por ser sistemas eléctricos aislados y de reducido tamaño que presentan mayores limitaciones para una integración segura de renovables que sistemas de mayor tamaño y con capacidad de interconexión. Por este motivo es imprescindible contar con medidas complementarias que permitan maximizar la integración de dicha generación, como es la disponibilidad de almacenamiento.

#### 3.1. Escenarios y estudios de sensibilidad

Los escenarios y sensibilidades previstos en los estudios de los sistemas eléctricos canarios en los horizontes H2026 y H2030 incluyen para cada uno de ellos un escenario de referencia sobre el que se evalúa el efecto de modificar una única hipótesis para evaluar la sensibilidad de los resultados a esta variación. El escenario de referencia definido para el horizonte H2026 corresponde con el utilizado para el estudio de la propuesta inicial del Operador del Sistema de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 (escenarios H2026 Base). El escenario de referencia para el horizonte H2030 toma como referencia la última versión del escenario objetivo PNIEC H2030.

Para evaluar el efecto esperable de la instalación de almacenamiento en los sistemas canarios, se han ejecutado análisis de sensibilidad sobre estos escenarios base 2026 y 2030 considerando la disponibilidad de instalaciones hidráulicas reversibles (Chira-Soria en el sistema de Gran Canaria y un bombeo equivalente en Tenerife) y/o baterías (en Tenerife, Fuerteventura-Lanzarote y La Palma). En el caso de los sistemas de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura se ha realizado adicionalmente una sensibilidad a la disponibilidad de un nuevo enlace Gran Canaria-Fuerteventura.

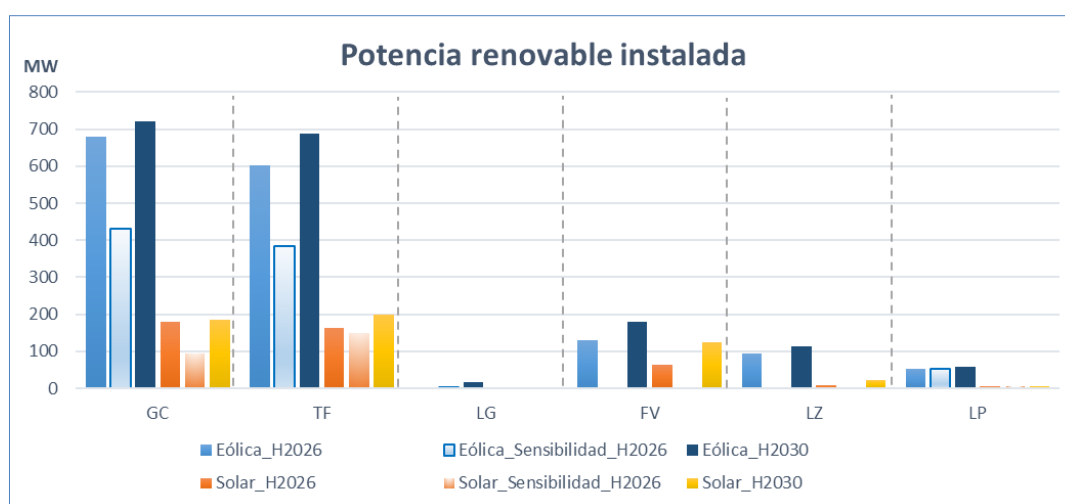


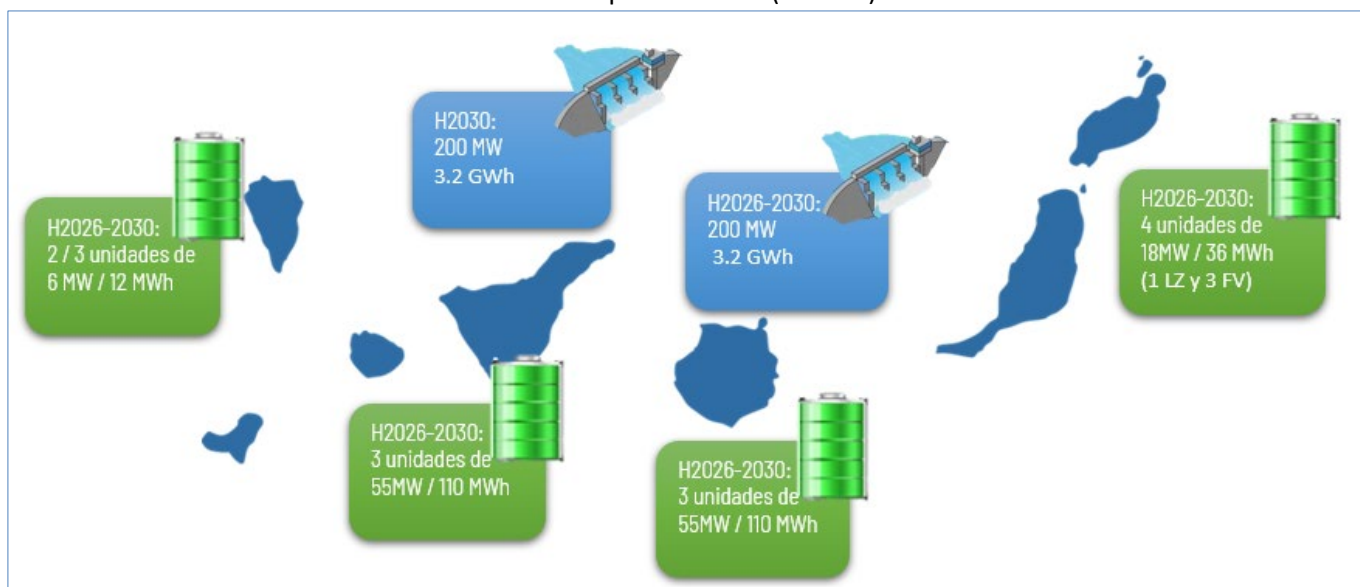
Figura 1. Generación renovable instalada considerada en los diferentes escenarios de estudio



## Sistemas de almacenamiento considerados en los estudios

Los sistemas de almacenamiento considerados para los estudios de sensibilidad son:

- H2026 Gran Canaria: 3 unidades de baterías de 55 MW con 330 MWh de capacidad total (2 horas).
- H2026 Gran Canaria: bombeo Chira-Soria 6 grupos con una capacidad de turbinación de 33,3 MW y un embalse de unos 3,2 GWh de capacidad de almacenamiento.
- H2026 Gran Canaria: bombeo Chira-Soria 6 grupos con una capacidad de turbinación de 33,3 MW y un embalse de unos 3,2 GWh de capacidad de almacenamiento, junto con 3 unidades de baterías de 55 MW con 330 MWh de capacidad total (2 horas).
- H2026 Tenerife-La Gomera: 3 unidades de baterías de 55 MW con 330 MWh de capacidad total (2 horas).
- H2030 Tenerife-La Gomera: central hidráulica de bombeo de 200 MW/ 3,2 GWh junto con 3 unidades de baterías de 55 MW con 330 MWh de capacidad total (2 horas).



- H2026 Fuerteventura-Lanzarote: 3 unidades de baterías de 18 MW con 36 MWh de capacidad en Fuerteventura y una batería de 18 MW y 36 MWh de capacidad en Lanzarote.
- H2030 Fuerteventura-Lanzarote: 3 unidades de baterías de 18 MW con 36 MWh de capacidad en Fuerteventura y una batería de 18 MW y 36 MWh de capacidad en Lanzarote. En estudio de sensibilidad en el H2030, se evalúa también el efecto de conectar este sistema con Gran Canaria y haciendo posible el uso del bombeo de Soria-Chira para mejorar la integración de generación renovable en el sistema conjunto.
- H2026/H2030 La Palma: 2 unidades de baterías de 6 MW y 12 MWh de capacidad cada una (2 horas), así como posible alternativa de 3 unidades de baterías de 6 MW y 12 MWh de capacidad cada una.

Figura 2. Sistemas de almacenamiento evaluados en los sistemas eléctricos canarios

En la figura siguiente se resumen los escenarios y análisis de sensibilidad evaluados para los horizontes 2026 y 2030 para los distintos sistemas eléctricos canarios:







Escenario estudio		Demanda	PNIEC actualizado	Almacenamiento	Enlaces
 GRAN CANARIA	2026	GC H2026 Base (=planificación)	2026		
		GC H2026+	2026	X	Chira-Soria
		GC H2026+	2026	X	Baterías
		GC H2026+	2027	X	Chira-Soria + Baterías
	2030	GC H2030	2030	X	Chira-Soria
		GC-FV-LZ H2030	2030	x	GC-LZ
		GC-FV-LZ H2030	2030	X	Chira-Soria
		GC-FV-LZ H2030	2030	X	Chira-Soria + Bateria FV-LZ
		GC-FV-LZ H2030	2030	X	Chira-Soria
		GC-FV-LZ H2030	2030	X	Chira-Soria + Bateria FV-LZ
 TENERIFE	2026	TF-LG H2026 Base (=planificación)	2026		TF-LG
		TF-LF H2026+	2026	X	Baterías
	2030	TF-LF H2030	2030	X	Baterías+ Bombeo
 LANZAROTE	2026	LZ-FV H2026 Base (=planificación)	2026		LZ-FV
		LZ-FV H2026+	2026	X	Baterías
	2030	LZ-FV H2030	2030	X	Baterías
 LA PALMA	2026	LP H2026 Base (=planificación)	2026		
		LP H2026+	2026	X	+ Baterías
	2030	LP H2030	2030	X	+ Baterías

Figura 3. Escenarios de estudio en los sistemas eléctricos canarios



### 3.2. Evaluación de la aportación de los sistemas de almacenamiento evaluados en los sistemas canarios

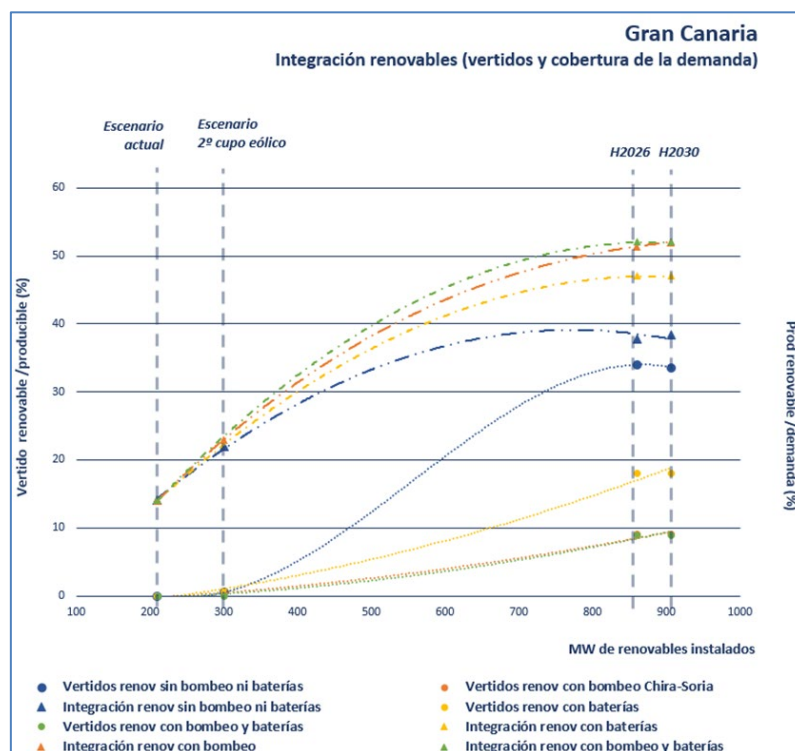
Los resultados que se presentan corresponden a los obtenidos de la simulación del despacho de generación los sistemas eléctricos canarios para los diferentes escenarios planteados. A continuación, se resumen las principales conclusiones que se desprenden de dichas simulaciones en lo que al efecto de los sistemas de almacenamiento se refiere.

El detalle de los resultados de las diferentes simulaciones se incluye en el Anexo B.

Cabe señalar que estos estudios no recogen la aportación de los sistemas de almacenamiento en cuanto a aportación al balance y estabilidad de frecuencia, aspectos muy relevantes en los sistemas eléctricos canarios debido a su reducido tamaño y carácter aislado. Los resultados de estudios en curso podrían llevar a algunas modificaciones en los resultados aquí presentados si bien, no se espera que modifiquen sustancialmente el sentido general de las conclusiones obtenidas y, en todo caso, incrementarían la aportación valorada del almacenamiento a estos sistemas eléctricos.

#### 3.2.1. Escenario 2026 Gran Canaria: aportación del bombeo de Chira-Soria y/o baterías

La aportación de la instalación del bombeo de Chira-Soria, tanto en términos de integración de renovables como de reducción de emisiones en el sistema de Gran Canaria, son muy relevantes en el horizonte 2026





Escenario estudio	Almacenamiento	Vertidos (%)	Integración RES (%)	Emisiones (kt CO <sub>2</sub> )
2026 GC		34	38	1717
2026 GC	Baterías	18	47	1482
2026 GC	Chira-Soria	9	51	1379
2026 GC	Chira-Soria + baterías	9	52	1371

Figura 4. Resumen de resultados de los estudios en el sistema de Gran Canaria en 2026

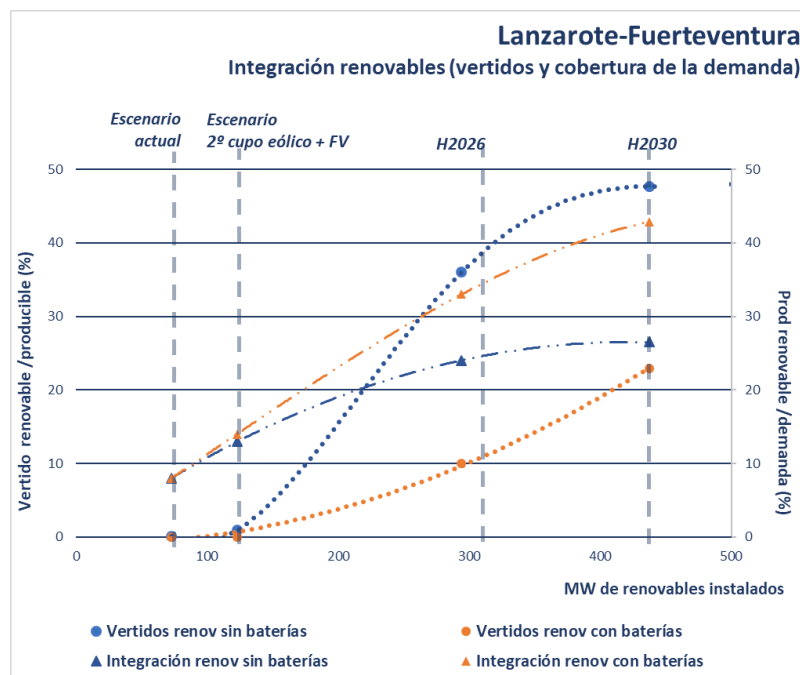
En concreto para el horizonte 2026 se obtiene:

- Se reducen los vertidos de generación renovable de manera muy significativa, de 769 GWh al año (el 34 % del producible renovable) a 204 GWh (el 9 % del producible). Se trata de una **reducción del 73 % de los vertidos**. Se produce un incremento en la producción renovable del 37% con la misma potencia instalada renovable (de 1510 a 2075 GWh).
- **Reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 20%**, de 1.717 kt/año a 1.371 kt/año.
- La **contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda se incrementa del 38 % al 52 %**.

A la espera de la puesta en servicio de Chira-Soria, la instalación a corto plazo de baterías permiten, asimismo mejorar de forma importante la integración de renovables, si bien no alcanza el nivel del bombeo. Se reducen los vertidos de generación renovable **en un 47 % de los vertidos, pasando la contribución renovable de 38 % al 47 %**, **las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> se reducen en un 14 %**. La disponibilidad en Gran Canaria de los dos tipos de almacenamiento simultáneamente permite una maximización de su efecto debido a su complementariedad, que se observa principalmente en el escenario 2030.

### 3.2.2. Escenario 2026 Lanzarote – Fuerteventura: aportación de un sistema de baterías

A continuación, se resumen los resultados obtenidos de la instalación del **sistema de baterías analizado (4 x 18 MW/ 36 MWh)**.



Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



Escenario estudio	Almacenamiento	Vertidos (%)	Integración RES (%)	Emisiones (kt CO <sub>2</sub> )
2026 Lz-Fv		36	24	948
2026 Lz-Fv	Baterías	10	33	840

Figura 5. Resumen de resultados de los estudios en el sistema de Lanzarote - Fuerteventura en 2026

Los efectos evaluados en el horizonte 2026 son:

- Se reducen los vertidos de generación renovable de manera muy significativa, de 260 GWh al año (el 36 % del producible renovable) a 71 GWh (el 10 % del producible). Se trata de una reducción del 72 % de los vertidos. Se produce un incremento en la producción renovable del 41% con la misma potencia renovable instalada (de 463 a 652 GWh).
- Disminuyen las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 11%, de 948 kt/año a 840 kt/año.
- La contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda se incrementa del 24 % al 33 %.

### 3.2.3. Escenario 2030 Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote.

De la comparativa de los resultados para las distintas posibilidades evaluadas en cuanto a sistemas de almacenamiento y su combinación con una futura interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura se desprenden las siguientes conclusiones:

- La aportación del bombeo de Chira-Soria aumentan significativamente al combinarse con la puesta en servicio de la interconexión Gran Canaria-Fuerteventura dado que proporcionar también recursos de almacenamiento para la integración de la generación renovable del sistema Fuerteventura-Lanzarote. En efecto, frente al escenario en que únicamente se considera la interconexión, en el caso con interconexión y el bombeo los vertidos se reducen un 65 % y las emisiones un 17 %:
  - Se reducen los vertidos de generación renovable de manera muy significativa, de 1.173 GWh al año (el 34 % del producible renovable) en caso de considerar únicamente la interconexión Gran Canaria -Fuerteventura a 413 GWh (el 12 % del producible) al considerar también el bombeo Chira-Soria. Se trata de una reducción del 65 % de los vertidos.
  - Disminuyen las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 17%, de 2.642 kt/año a 2.187 kt/año.
  - La contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda se incrementa del 37 % al 48 %.



Escenario estudio	Almacenamiento	Interconexión	Vertidos (%)	Integración RES (%)	Emisiones (kt CO <sub>2</sub> )
2030 GC y Fv-Lz			38%	34%	2703
2030 GC y Fv-Lz	Chira-Soria		21%	43%	2384
2030 GC y Fv-Lz	Chira-Soria + baterías		13%	47%	2219
2030 GC y Fv-Lz		GC-Fv	34%	37%	2642
2030 GC y Fv-Lz	Chira-Soria	GC-Fv	12%	48%	2187
2030 GC y Fv-Lz	Chira-Soria + baterías	GC-Fv	10%	49%	2154

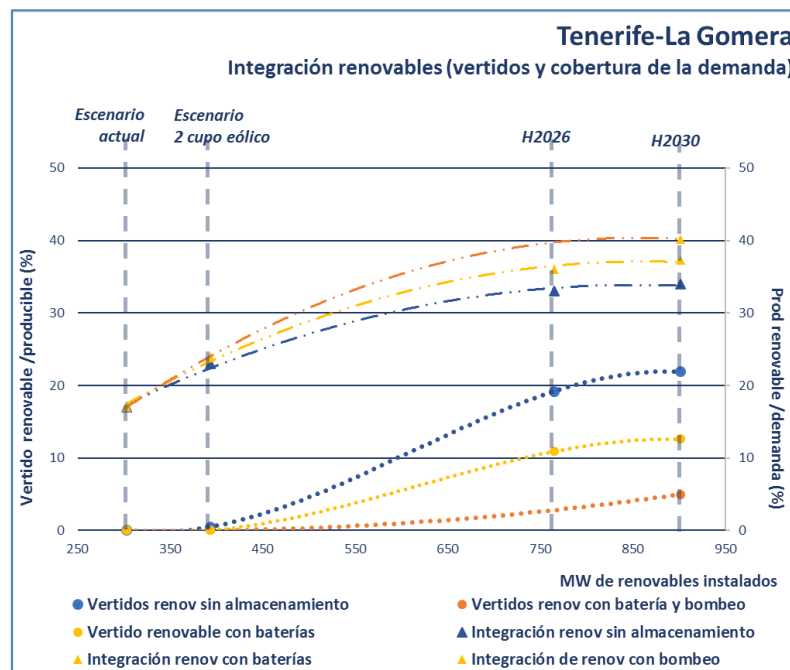
**Figura 6. Resumen de las principales magnitudes de los escenarios del sistema conjunto Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote**

- La instalación del sistema de baterías evaluado en Fuerteventura – Lanzarote respecto al escenario en que se considera únicamente en servicio el bombeo de Chira-Soria tiene una aportación ligeramente inferior en cuanto a reducción de vertidos e incremento de participación de renovables que los que se obtienen al considerar el enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura.

### 3.2.4. Escenarios 2026 y 2030 sistema de Tenerife: sistemas de almacenamiento de baterías y bombeo

Del análisis de los resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

- La instalación del sistema de baterías en Tenerife en 2026 proporciona ventajas muy significativas tanto en términos de integración de renovables como de reducción de emisiones:
  - Se reducen los vertidos de generación renovable, de 347 GWh al año (el 19 % del producible renovable) a 197 GWh (el 11 % del producible). Se trata de una reducción del 43 % de los vertidos. Se produce un incremento en la producción renovable del 10% con la misma potencia renovable instalada (de 1464 a 1614 GWh).
  - Reducción de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 6,4 %, de 2.000 kt/año a 1.872 kt/año.
  - La contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda se incrementa del 33 % al 36 %.



Escenario estudio	Almacenamiento	Vertidos (%)	Integración RES (%)	Emisiones (kt CO <sub>2</sub> )
2026 T		19	33	2000
2026 T	Baterías	11	36	1871
2030 T	Baterías	13	37	2035
2030 T	Baterías + bombeo	4	41	1920

Figura 7. Resumen de las principales magnitudes de los escenarios de estudio del sistema de Tenerife-La Gomera

- En el escenario con horizonte 2030, el sistema de baterías, dado su reducida capacidad de almacenamiento, no resulta suficiente para incrementar la participación de la generación renovable a pesar de que se incrementa la instalación de potencia renovable. Resulta necesario que sea complementado con un sistema con mayor capacidad de almacenamiento, altamente eficiente, como es el bombeo. El sistema conjunto batería-bombeo permite reducir los niveles de vertidos renovables por debajo del umbral del 5%.

### 3.2.5. Escenarios 2026 y 2030 sistema de La Palma: evaluación de la instalación de baterías

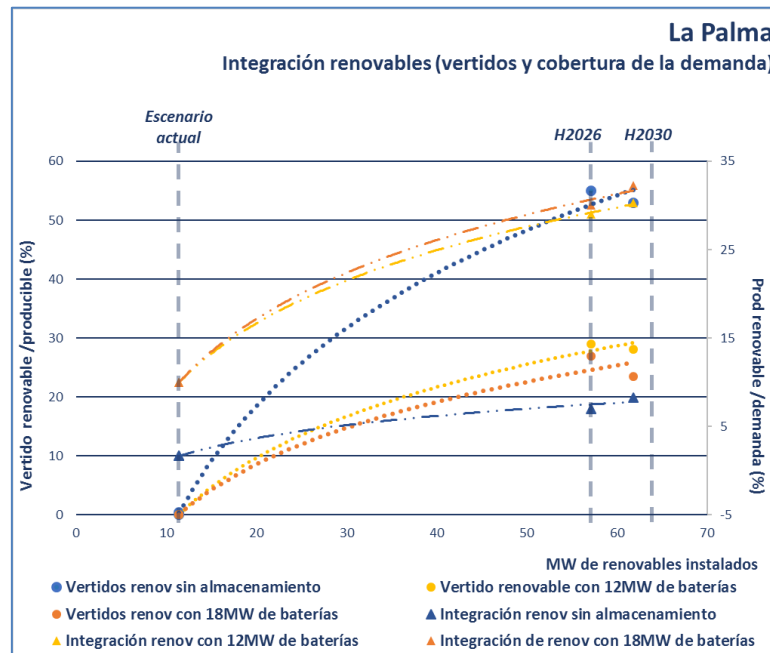
La aportación de un sistema de baterías de 2 x 6 MW y 12 MWh tanto en términos de integración de renovables como de reducción de emisiones es muy relevante:

- En el escenario con horizonte 2026 se reducen los vertidos de generación renovable de manera significativa, de 70 GWh al año (el 55 % del producible renovable) a 37 GWh (el 29 % del producible). Se trata de una reducción del 47 % de los vertidos. En el horizonte 2030 se obtiene el mismo porcentaje de reducción.
- Reducción de las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en un 12% en horizonte 2026, de 169 kt/año a 148 kt/año. En el horizonte 2030 la reducción es del 15%.

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



- La contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda se incrementa del 18 % al 29 % en horizonte 2026. Esta contribución pasa del 20 % al 30 % en 2030.



Escenario estudio	Almacenamiento	Vertidos (GWh)	Vertidos (%)	Integración RES (%)	Emisiones (kt CO <sub>2</sub> )
2026 LP		70	55	18	169
2026 LP	Baterías 12 MW	37	29	29	148
2026 LP	Baterías 18 MW	35	27	30	146
2030 LP		74	53	20	172
2030 LP	Baterías 12 MW	39	28	30	150
2030 LP	Baterías 18 MW	33	24	32	146

Figura 8. Resumen de las principales magnitudes de los escenarios de estudio del sistema de La Palma

La capacidad del sistema de baterías considerado se ajusta al tamaño e integración de renovables de este sistema, permitiendo un impacto significativo en la reducción de vertidos. Se ha comprobado que un aumento de su capacidad a 3 x 6 MW / 12 MWh, no proporciona mayores prestaciones.

## 4. Sistemas de almacenamiento en Baleares como elemento integrado en la red de transporte

En el sistema eléctrico balear, a diferencia de Canarias, no se ha producido un desarrollo significativo de generación renovables a lo que se añade la disponibilidad de una fuerte interconexión con el sistema eléctrico peninsular.

En este entorno, el uso de baterías como elemento funcional de la red de transporte se ha convertido en una opción competitiva para el incremento de la capacidad de intercambio entre dos sistemas conectados. En concreto, para sistemas débilmente interconectados y con diferencias significativas de coste de generación, la instalación de un sistema de almacenamiento con un uso asociado a los enlaces eléctricos preexistentes o futuros permite maximizar los flujos entre dichos sistemas en condiciones de seguridad. Este incremento de



flujo permite alimentar una mayor parte de la demanda del sistema con coste más elevado y reducir los costes variables de generación del conjunto.

En este sentido, la Propuesta Inicial del Operador del sistema de desarrollo de la red de transporte 2021-2026, incluye la [instalación de dos sistemas de baterías en Baleares: uno de 90 MW / 67,5 MWh en la isla de Ibiza y otro de 50 MW / 37,5 MWh en la isla de Menorca](#), cuya función es [incrementar el intercambio Península-Baleares y entre las propias islas del archipiélago en condiciones de seguridad](#) permitiendo una reducción de los costes totales del suministro de Baleares, una mayor integración de generación renovable ubicada en la península y, como resultado una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En este capítulo, se presenta la evaluación de la aportación de un sistema de baterías que se instalaría en las distintas islas como herramienta para el incremento de intercambio entre islas y con la península, tanto en el horizonte 2026 como 2030.

#### 4.1. Principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento propuesto

El sistema de almacenamiento propuesto permite aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte ya que reduce el impacto del criterio “N-1” en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado –“N-1”–, la batería apoyará para suplir en flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación.

A título ilustrativo, se presenta el ejemplo de dos sistemas con parques de generación muy diferentes tanto en costes variables como en términos de emisiones y que están conectados por un enlace constituido por dos circuitos, como es el caso de Mallorca e Ibiza. Para respetar el criterio de seguridad “N-1”, el sistema debe ser capaz de afrontar sin problemas, en particular sobrecargas, la pérdida cualquiera de sus elementos. Por esta razón, la capacidad de intercambio que permite respetar esta condición de seguridad está limitada, entre otros criterios, por la capacidad física de transporte del enlace cuando se ha producido el fallo de uno de sus circuitos. Así, en el caso de dos circuitos de 90 MW de capacidad cada uno, es decir con una capacidad física total de 180 MW, la capacidad de intercambio máxima que respeta el criterio de seguridad en caso de fallo de uno de ellos es de 90 MW.

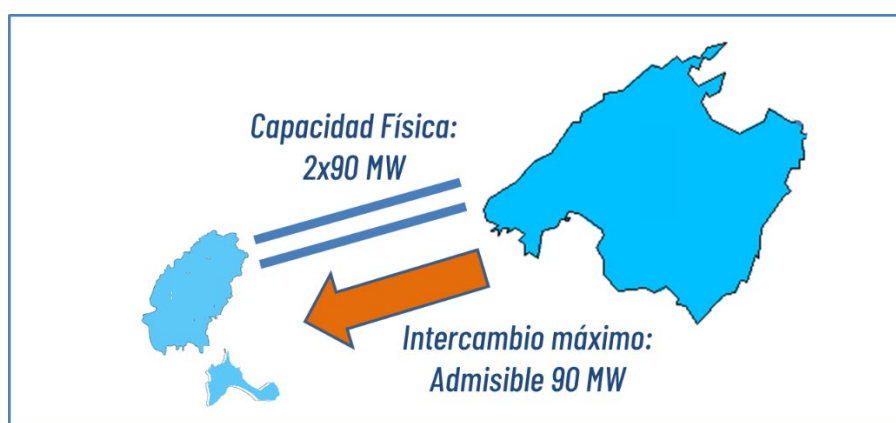


Figura 9. Ejemplo de sistemas de almacenamiento plenamente integrados en la RdT objeto de aplicación



Como objetivo, la capacidad de intercambio disponible debería ser suficiente para alcanzar el mínimo coste de suministro para el conjunto. De no ser así, el desarrollo de la red de transporte debe buscar, para conseguir la reducción del coste del conjunto, conseguir incrementar la capacidad de intercambio entre dichos sistemas para maximizar los flujos desde el sistema más barato, en este caso Mallorca, al más caro, en este caso Ibiza.

Para conseguirlo se plantean diferentes posibilidades de actuación:

- La vía tradicional es planificar y construir un tercer circuito que permita incrementar sustancialmente la capacidad de intercambio disponible. Si suponemos que se dispusiese de un nuevo circuito de 90 MW de capacidad física, el máximo flujo que respetaría el criterio de seguridad tras fallo de uno de los circuitos se incrementaría hasta 180 MW.

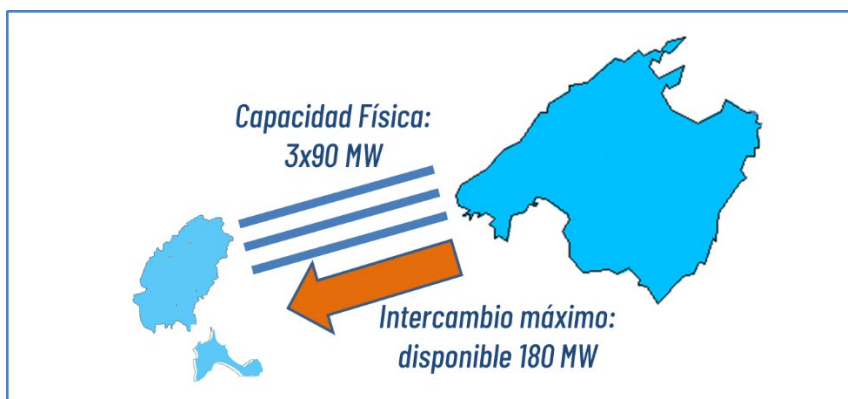


Figura 10. Desarrollo de RdT con elementos convencionales

- La vía alternativa propuesta consiste en instalar en el sistema hacia donde se dirige el flujo en condiciones normales de operación, en este caso Ibiza, un almacenamiento electroquímico de 90 MW que únicamente actúe cuando se produce el fallo de uno de los circuitos del enlace. El almacenamiento deberá disponer de una capacidad de almacenamiento suficiente para mantener los flujos sin que se supere la capacidad de los dos enlaces que siguen operativos durante el tiempo necesario hasta que o bien vuelva a estar operativo el elemento indisponible o bien, en este caso, se haya procedido al arranque de turbinas de gas o motores diésel en el sistema de Ibiza. Durante este tiempo la batería proporciona el flujo de potencia que transportaba el circuito que queda fuera de servicio y así, el sistema de Ibiza mantendría una inyección de flujo estable procedente del conjunto generación + enlaces + almacenamiento. Sin embargo, el sistema de Mallorca experimenta una pérdida del flujo demandado hacia el sistema ibicenco que deberá siempre ser de una cuantía admisible en condiciones de seguridad.

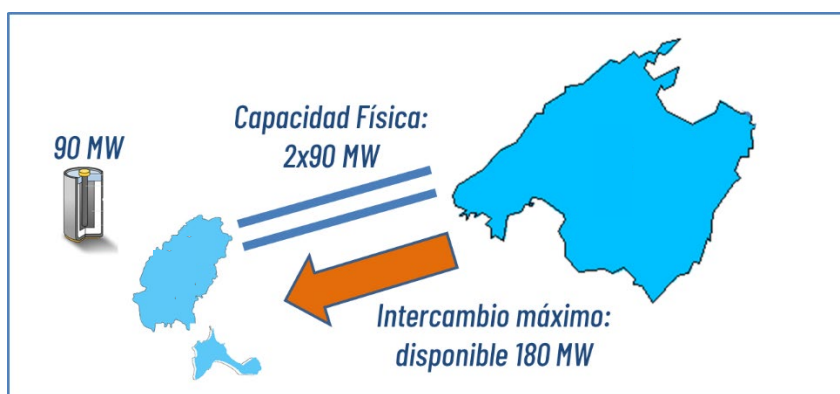


Figura 11. Desarrollo de RdT con elementos no convencionales



El régimen de funcionamiento del sistema de almacenamiento planteado tiene las siguientes características:

- El sistema de almacenamiento estará siempre cargado y en situación de espera. Es decir, no inyectará energía alguna al sistema en condiciones normales.
- Sólo actúa tras el fallo de un elemento de la red de transporte. Dada la baja probabilidad de estas situaciones, el número de ciclos de funcionamiento es muy reducido y, por tanto, se obtiene un alargamiento de su vida útil respecto a otros usos.
- El sistema consumirá energía para suplir las pérdidas efectivas (principalmente consumos auxiliares -sistema de refrigeración-) y recargar el sistema tras actuación ante fallo del enlace (cuya probabilidad de ocurrencia es muy pequeña). El conjunto de estos dos conceptos es de una cuantía muy pequeña y no resulta significativo frente a las pérdidas de la red de transporte del sistema balear; por lo que podrá considerarse parte de éstas.

Por otro lado, la segunda alternativa está supeditada a las siguientes restricciones debido al modo de funcionamiento planteado:

- existencia previa de un enlace,
- existencia de generación de respaldo en el sistema de mayor coste.
- El incremento de capacidad de intercambio que se puede alcanzar está limitado por el valor máximo admisible de pérdida de demanda máxima en el sistema de coste más bajo (Mallorca en el ejemplo).

Esta alternativa no permite sustituir el desarrollo de enlaces en los casos en que se requiere un incremento relevante de capacidad de intercambio entre sistemas, si bien constituye una herramienta que permite una mejor utilización de la capacidad física los enlaces proporcionando capacidad adicional para la integración de generación de menor coste y emisiones en el sistema balear. Adicionalmente, la posibilidad de un despliegue rápido frente a los tiempos requeridos para las actuaciones convencionales (enlaces submarinos) le confiere un papel de desarrollo transitorio, aunque limitado que proporciona reducción de coste al sistema hasta, en caso necesario, la puesta en servicio de soluciones convencionales. Sólo en aquellos casos donde el incremento de la capacidad de intercambio necesario es limitado y, por tanto, no justifica la inversión requerida para la instalación de un enlace adicional, esta alternativa puede considerarse como una solución definitiva.



## 4.2. Escenarios y estudios de sensibilidad

Los escenarios y estudios de sensibilidad previstos en los estudios del sistema eléctrico balear en los horizontes H2026 y H2030 incluyen para cada uno de ellos un escenario de referencia sobre el que se evalúa el efecto de modificar una única hipótesis para evaluar la sensibilidad de los resultados a esta variación. El escenario de referencia para el horizonte H2026 corresponde con el utilizado para el estudio de la Propuesta Inicial de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 del Operador del Sistema (escenario [H2026 Base](#)). El escenario de referencia para el horizonte H2030 toma como referencia la última versión del escenario objetivo PNIEC H2030.

El objeto de la instalación del sistema de almacenamiento propuesto consiste en aumentar las capacidades de intercambio disponibles con la finalidad de reducir el coste medio de la generación que abastece la demanda de Baleares, así como permitir una mayor integración de renovables y, por ende, disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para evaluar la aportación de los sistemas de almacenamiento propuestos se analizan diferentes hipótesis considerando la disponibilidad o no de los sistemas de baterías propuestas; adaptando los valores de capacidad de intercambio que se derivan de la instalación de dichas baterías. La comparativa de los balances de ambos casos (sin y con baterías) permite cuantificar su aportación.

A lo largo de su vida útil, el sistema de baterías propuesto se va a encontrar previsiblemente en las siguientes situaciones que se han analizado como sensibilidades:

- [Escenario H2026 con retraso del segundo enlace Península-Baleares](#) Como se ha comentado anteriormente una de las grandes ventajas de los sistemas de baterías es su rápido despliegue frente a los enlaces submarinos. Por ello y aunque ambas actuaciones están incluidas en la misma propuesta de planificación, es previsible que la puesta en servicio de las baterías propuestas se produzca antes que la del segundo enlace Península – Baleares, apareciendo un periodo transitorio en el que podrán optimizar el funcionamiento del enlace Península – Baleares y enlaces entre islas actualmente en servicio.
- [Escenario 2026](#). Una vez que se ponga en servicio el segundo enlace previsto, el sistema de baterías permitirá la optimización conjunta de los dos enlaces Península – Baleares, así como de los enlaces entre islas.
- [H2030](#). Se considera el efecto del sistema de almacenamiento propuesto con el escenario en el que un segundo enlace Mallorca-Menorca, propuesto en un horizonte posterior a 2026 en la propuesta inicial de desarrollo 2021-2026 ya haya sido puesto en servicio. En este escenario, el sistema de almacenamiento propuesto continúa permitiendo también la optimización de los flujos entre Mallorca y Menorca, interconexión que en este horizonte ya contaría con un segundo enlace.

Conviene comprobar que el sistema de almacenamiento propuesto tiene una aportación relevante en las tres situaciones anteriormente mencionadas por lo que se han planteado los siguientes escenarios de estudio:

- [Escenario 2026 base](#) que se corresponde con la Propuesta Inicial y que incorpora valores de demanda y generación previstos coherentes con el PNIEC, así como con [todas las actuaciones de desarrollo de la red de transporte propuestas](#) en el sistema Balear para el año 2026.

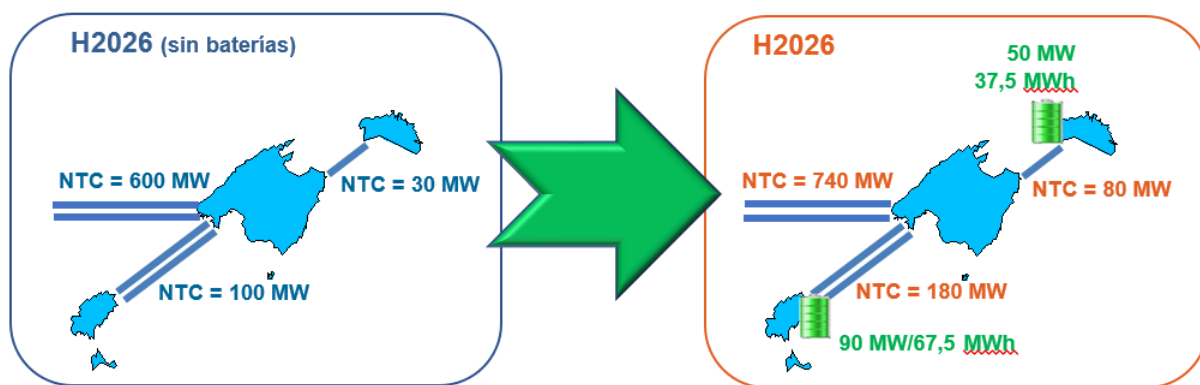


Figura 12. Impacto en la capacidad de intercambio de la disponibilidad de las baterías. Escenario 2026

- Escenario 2026 sin segundo enlace Península-Baleares que incorpora valores de demanda y generación previstos coherentes con el PNIEC, así como todas las actuaciones de desarrollo de la red de transporte propuestas en el sistema Balear para el año 2026, excepto el segundo enlace Península-Baleares (ni los compensadores síncronos asociados).

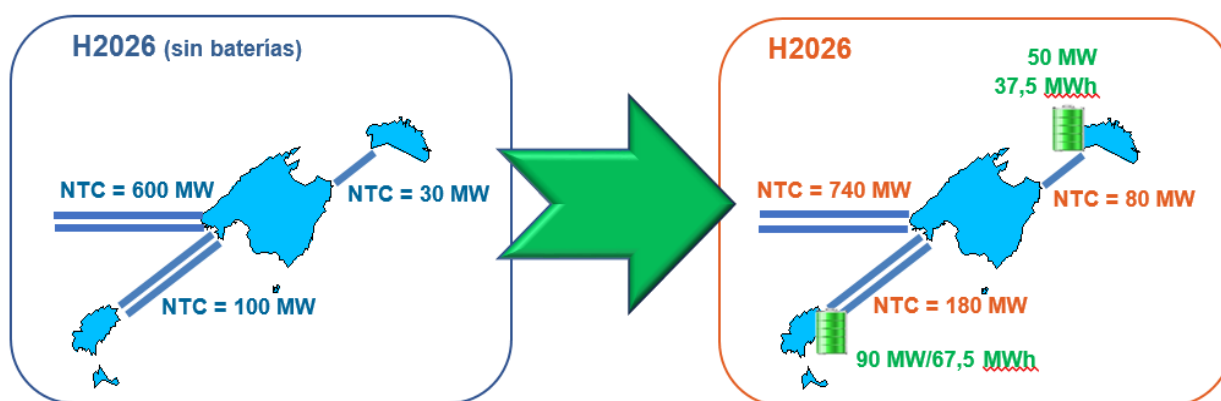


Figura 13. Impacto en la capacidad de intercambio de la disponibilidad de las baterías. Escenario 2026 con retraso del segundo enlace Península-Baleares

- Escenario 2030 que incorpora valores de demanda y generación previstos coherentes con el PNIEC, todas las actuaciones de desarrollo de la red de transporte propuestas en el sistema Balear para el año 2026, así como el segundo enlace Mallorca-Menorca (incluido en un horizonte posterior a 2026 en la propuesta).

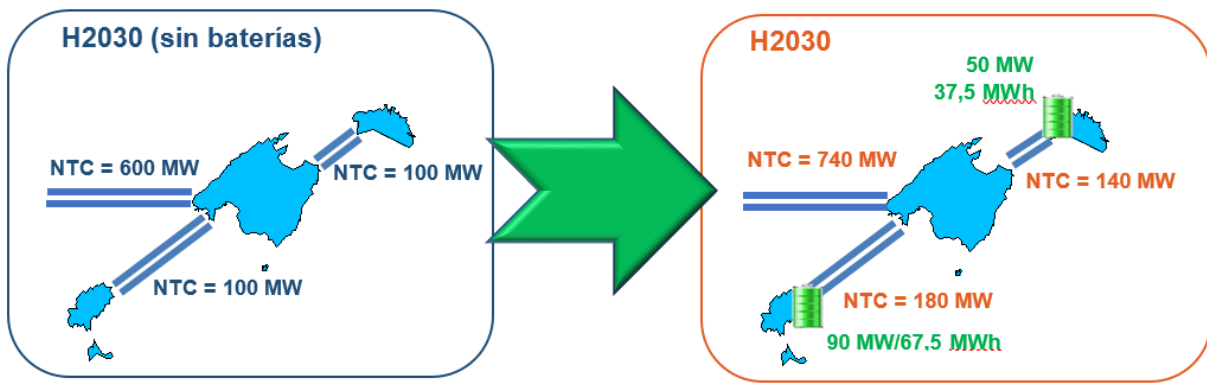


Figura 14. Impacto en la capacidad de intercambio de la disponibilidad de las baterías. Escenario 2030

### 4.3. Evaluación de la aportación de los sistemas de almacenamiento en Baleares

A continuación, se presentan el resumen de los resultados de los estudios para las tres fases consideradas: situación H2026 con un único enlace Península-Baleares, situación H2026 (con dos enlaces Península - Baleares) y situación H2030 (con un segundo enlace Mallorca - Menorca adicional) y el efecto de la instalación de un sistema de baterías de 90 MW / 67,5 MWh en la isla de Ibiza y otro de 50 MW / 37,5 MWh en la isla de Menorca.

En el Anexo C se incluyen los resultados detallados para cada uno de los escenarios evaluados.

Escenario estudio	Almacenamiento	Interconexiones del sistema balear	Vertidos Penin y Bal (GWh)	Emisiones Penin y Bal (kt CO <sub>2</sub> )
2026 sin 2º P-B		1x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 1x Mallorca-Menorca	3097	12718
2026 sin 2º P-B	Ibiza: 90MW Menorca: 50 MW	1x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 1x Mallorca-Menorca	3037	12418
2026 prop planificación		2x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 1x Mallorca-Menorca	2884	11883
2026 prop planificación	Ibiza: 90MW Menorca: 50 MW	2x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 1x Mallorca-Menorca	2849	11746
2030		2x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 2x Mallorca-Menorca	7171	9766
2030	Ibiza: 90MW Menorca: 50 MW	2x Penin-Bal, 2x Mallorca-Ibiza, 2x Mallorca-Menorca	7105	9461

Figura 15. Principales resultados de las simulaciones en los escenarios del sistema balear

Del análisis de los resultados se desprende que los sistemas de almacenamiento electroquímico incluidos en la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 del Operador del Sistema aportan significativamente a la descarbonización del sistema eléctrico balear en todas las fases previstas para su vida útil:

- Se reducen los vertidos de generación renovable, en 35 GWh al año en el escenario correspondiente al H2026 y en 61 GWh y de 66 GWh en los escenarios H2026 sin 2º enlace península - Mallorca y H2030, respectivamente.

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



- Disminuyen las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en 137 kt/año en el escenario H2026 y en 300 kt/año y de 304 kt/año en los escenarios H2026 sin segundo enlace península - Mallorca y H2030, respectivamente.





## Anexo A Hipótesis y resultados detallados de los estudios en el sistema eléctrico peninsular

---



## H2030. Escenario SEPE PNIEC Objetivo caso base

### Escenario Objetivo H2030. Plan de Energía y Cambio Climático.

España Peninsular Generación mínima sincrónica: 3N+7 Térmicas Cod 01\_2030

La demanda en ES (TWh):

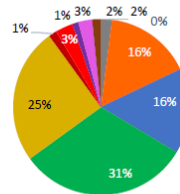
263

Demanda punta (MW):

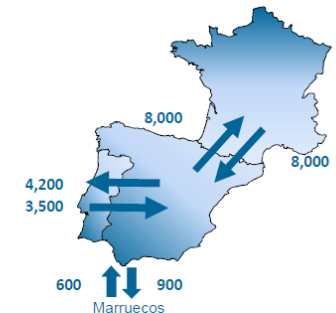
47,768

#### Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	3,050	2%
Carbón	0	0%
Ciclos	24,560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	24,140	16%
Eólica	48,550	31%
Solar FV	38,404	25%
Termosolar	2,300	1%
Termosolar almacen. 9h	5,000	3%
Resto RES	1,730	1%
Cogeneración y otros	3,980	3%
Baterías	2,500	2%
<b>Total sistema eléctrico</b>	<b>154,214</b>	<b>100%</b>



#### Capacidad de intercambio (MW)



#### Información adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW)

123,174

80%

del total del sistema eléctrico

(Renovables (incluye bombeo)+nuclear)

RES en España peninsular (MW)

120,124

78%

del total del sistema eléctrico

RES en Portugal (MW)

22,239

81%

del total del sistema eléctrico

RES en Europa (%)

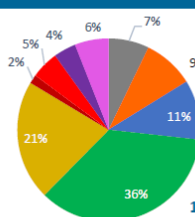
71%

Gen. térmica sincrónica mínima (MW):

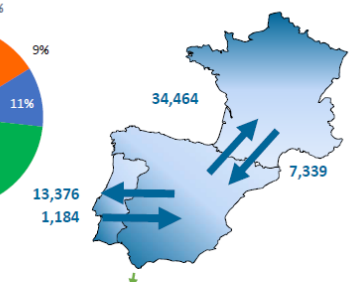
3N+7 Térmicas

#### Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	22,034	7%	7,224
Carbón	0	0%	0
Ciclos	27,617	9%	1,124
Hidráulica	32,376	11%	1,341
Eólica	109,464	36%	2,255
Solar FV	65,180	21%	1,697
Termosolar	4,629	2%	2,013
Termosolar almacen. 9h	15,156	5%	3,031
Resto RES	12,088	4%	6,987
Cogeneración y otros	18,399	6%	4,623
<b>Generación</b>	<b>306,943</b>	<b>100%</b>	



#### Saldo de intercambios anual (GWh)



Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	27,125
Saldo ES-PT:	12,192
Saldo Neto + Marruecos:	39,317
<b>CONGESTIONES (% horas)</b>	
ES-FR	53.2%
ES-PT	8.0%
Spread ES-FR (€/MWh):	23.4

#### Información adicional:

RES en Portugal (GWh)

38,263

82%

de la generac. Elec.

64%

de la demanda

RES en España (GWh)

238,892

78%

de la generac. Elec.

91%

de la demanda

RES en Europa (GWh)

2,249,614

55% de la demanda total

Emisiones CO<sub>2</sub> del mix de generación (Mton)<sup>(1)</sup>:

15

Rentas de la congestión (M€):

579

<sup>(1)</sup> Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.

#### Vertidos (GWh)

España	13,776
	6.62%
	del producible eólico y solar

#### Energía no suministrada (GWh)

España	0
	0
	Horas

#### Costes en España

Coste variable (€/MWh):	12.6
Coste medio marginal (€/MWh):	53.2
Otros:	
Total coste gen adicional sincrónica mín (M€):	783
Total anual Coste var generación (M€):	3,316

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. Escenario SEPE PNIEC Objetivo sin nuevo bombeo

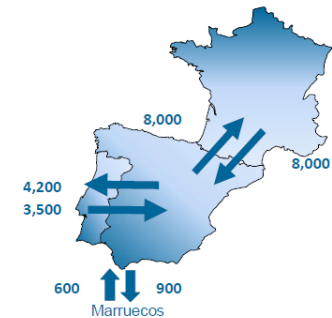
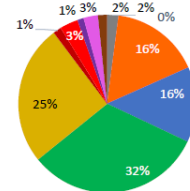
### Escenario Objetivo H2030. Plan de Energía y Cambio Climático. 3.300 MW bombeo mixto. CON GESTIÓN HIDRÁULICA.

España Peninsular Generación mínima síncrona: 3N+7 Térmicas Cod 01\_2030

La demanda en ES (TWh): 263 Demanda punta (MW): 47,768

#### Capacidad instalada en España (MW) Capacidad de intercambio (MW)

	MW	%
Nuclear	3,050	2%
Carbón	0	0%
Ciclos	24,560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	20,640	14%
Eólica	48,550	32%
Solar FV	38,404	25%
Termosolar	2,300	2%
Termosolar almacen. 9h	5,000	3%
Resto RES	1,730	1%
Cogeneración y otros	3,980	3%
Baterías	2,500	2%
<b>Total sistema eléctrico</b>	<b>150,714</b>	<b>100%</b>

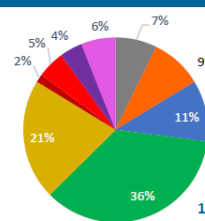


#### Información adicional:

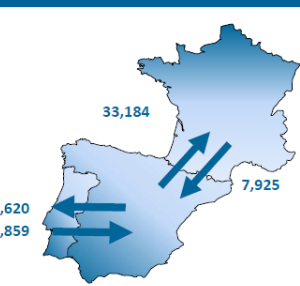
Generación sin emisiones en ES (MW) **119,674** 79% del total del sistema eléctrico  
(Renovables (incluye bombeo)+nuclear)  
RES en España peninsular (MW) **116,624** 77% del total del sistema eléctrico  
RES en Portugal (MW) **22,239** 81% del total del sistema eléctrico  
RES en Europa (%) 71% Gen. térmica síncrona mínima (MW): **3N+7 Térmicas**

#### Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	22,034	7%	7,224
Carbón	0	0%	0
Ciclos	27,671	9%	1,127
Hidráulica	32,343	11%	1,567
Eólica	108,409	36%	2,233
Solar FV	64,100	21%	1,669
Termosolar	4,274	1%	1,858
Termosolar almacen. 9h	14,683	5%	2,937
Resto RES	12,088	4%	6,987
Cogeneración y otros	18,399	6%	4,623
<b>Generación</b>	<b>304,002</b>	<b>100%</b>	



#### Saldo de intercambios anual (GWh)



Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	25,259
Saldo ES-PT:	12,761
<b>Saldo Neto + Marruecos:</b>	<b>38,020</b> <b>ES EXPORT</b>
<b>CONGESTIONES (% horas)</b>	
ES-FR	50.4% 9.1%
ES-PT	11.0% 1.4%
<b>Spread ES-FR (€/MWh):</b>	<b>21.7</b>

#### Información adicional:

RES en Portugal (GWh) **38,284** 83% de la generac. Elec. 64% de la demanda  
RES en España (GWh) **235,898** 78% de la generac. Elec. 90% de la demanda  
RES en Europa (GWh) **2,248,146** 55% de la demanda total  
Emisiones CO<sub>2</sub> del mix de generación (Mton)<sup>(1)</sup>: 15 Rentas de la congestión (M€): 583

<sup>(1)</sup> Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.

#### Vertidos (GWh) Energía no suministrada (GWh)

España	16,739	España	0
	8.04%		0 Horas

#### Costes en España

Coste variable (€/MWh):	11.1
Coste medio marginal (€/MWh):	55.0
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€):	804
Total anual Coste var generación (M€):	3,342

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. Escenario SEPE PNIEC Objetivo sin baterías

### Escenario Objetivo H2030. Plan de Energía y Cambio Climático. Sin baterías.

**España Peninsular** Generación mínima sincrónica: **3N+7 Térmicas** Cod 01\_2030

La demanda en ES (TWh):

263

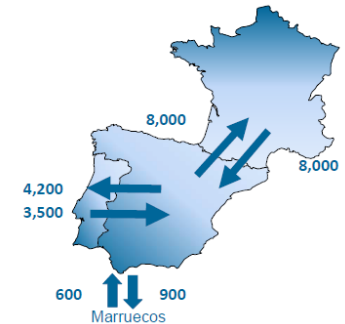
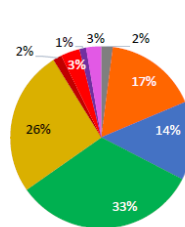
Demanda punta (MW):

47,768

#### Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	3,050	2%
Carbón	0	0%
Ciclos	24,560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	20,640	14%
Eólica	48,550	33%
Solar FV	38,404	26%
Termosolar	2,300	2%
Termosolar almacen. 9h	5,000	3%
Resto RES	1,730	1%
Cogeneración y otros	3,980	3%
Baterías	0	0%
<b>Total sistema eléctrico</b>	<b>148,214</b>	<b>100%</b>

#### Capacidad de intercambio (MW)



#### Información adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW)

119,674

81%

del total del sistema eléctrico

(Renovables (incluye bombeo)+nuclear)

RES en España peninsular (MW)

116,624

79%

del total del sistema eléctrico

RES en Portugal (MW)

22,239

81%

del total del sistema eléctrico

RES en Europa (%)

71%

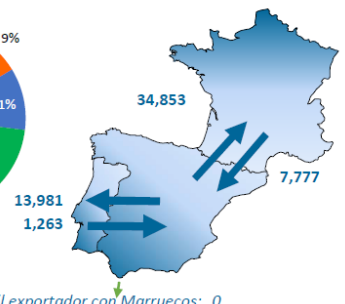
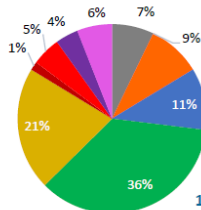
Gen. térmica sincrónica mínima (MW): **3N+7 Térmicas**

#### Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	22,034	7%	7,224
Carbón	0	0%	0
Ciclos	28,173	9%	1,147
Hidráulica	32,391	11%	1,569
Eólica	109,785	36%	2,261
Solar FV	64,707	21%	1,685
Termosolar	4,456	1%	1,937
Termosolar almacen. 9h	15,104	5%	3,021
Resto RES	12,088	4%	6,987
Cogeneración y otros	18,399	6%	4,623
<b>Generación</b>	<b>307,137</b>	<b>100%</b>	

#### Balance almacenamiento

Consumo almacenamiento	18,664
Producción bombeo	13,983
Producción baterías	0



Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	27,077
Saldo ES-PT:	12,718
<b>Saldo Neto + Marruecos:</b>	<b>39,794</b>
<b>CONGESTIONES (% horas)</b>	<b>ES EXPORT</b>
ES-FR	51.2%
ES-PT	8.3%
<b>Spread ES-FR (€/MWh):</b>	<b>22.7</b>

#### Información adicional:

RES en Portugal (GWh)

38,270

83%

de la generac. Elec.

64%

de la demanda

RES en España (GWh)

238,530

78%

de la generac. Elec.

91%

de la demanda

RES en Europa (GWh)

2,249,465

55% de la demanda total

Emisiones CO<sub>2</sub> del mix de generación (Mton)<sup>(1)</sup>:

15

Rentas de la congestión (M€):

608

<sup>(1)</sup> Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.

#### Vertidos (GWh)

España	14,154
	6.80% del producible eólico y solar

#### Energía no suministrada (GWh)

España	0
	0 Horas

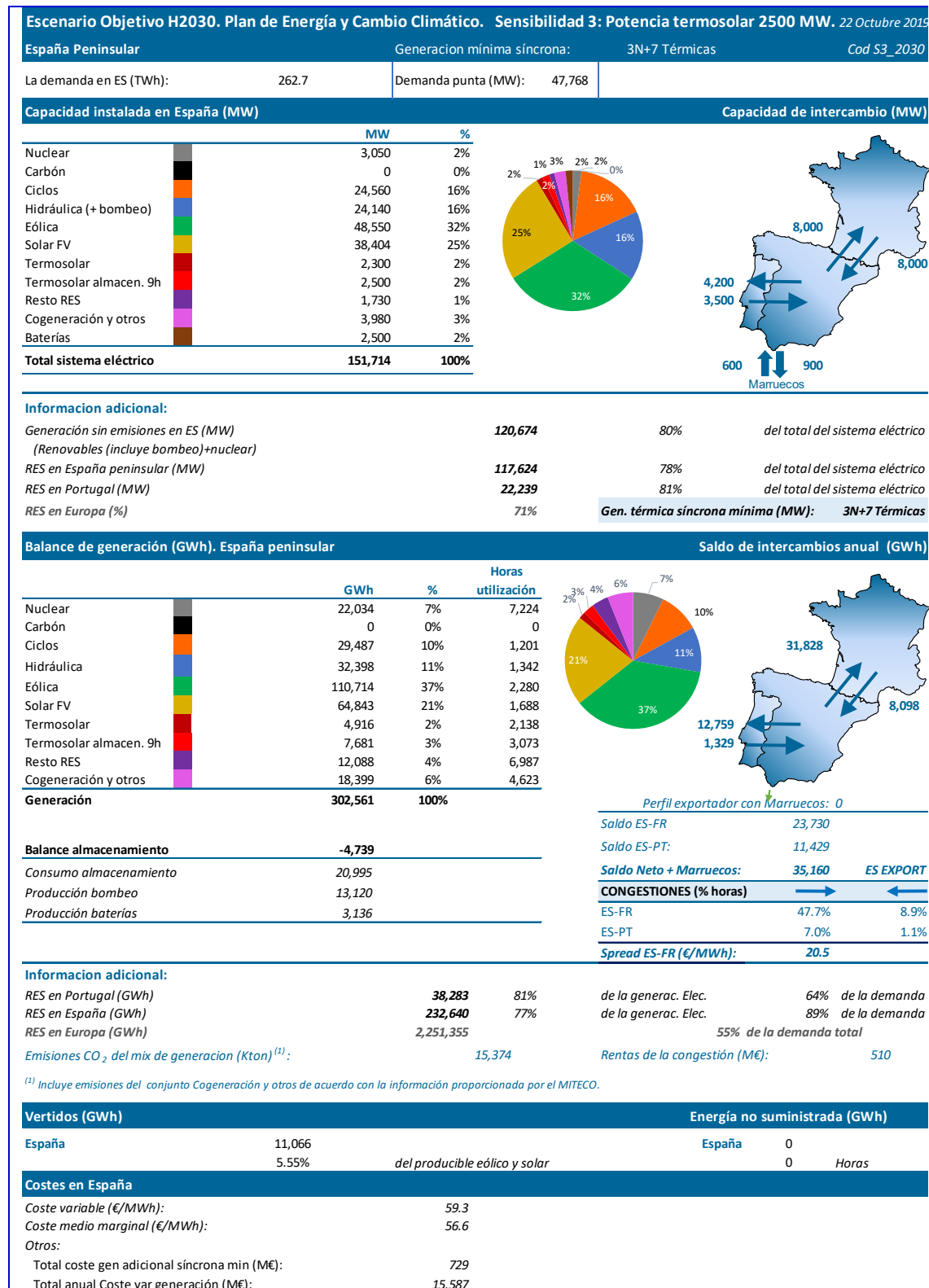
#### Costes en España

Coste variable (€/MWh):	11.0
Coste medio marginal (€/MWh):	53.8
Otros:	
Total coste gen adicional sincrónica mín (M€):	765
Total anual Coste var generación (M€):	3,341

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. Escenario SEPE PNIEC Objetivo sin 50% de termosolares con almacenamiento



Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## Anexo B Hipótesis y resultados detallados de los estudios en los sistemas eléctricos canarios

---



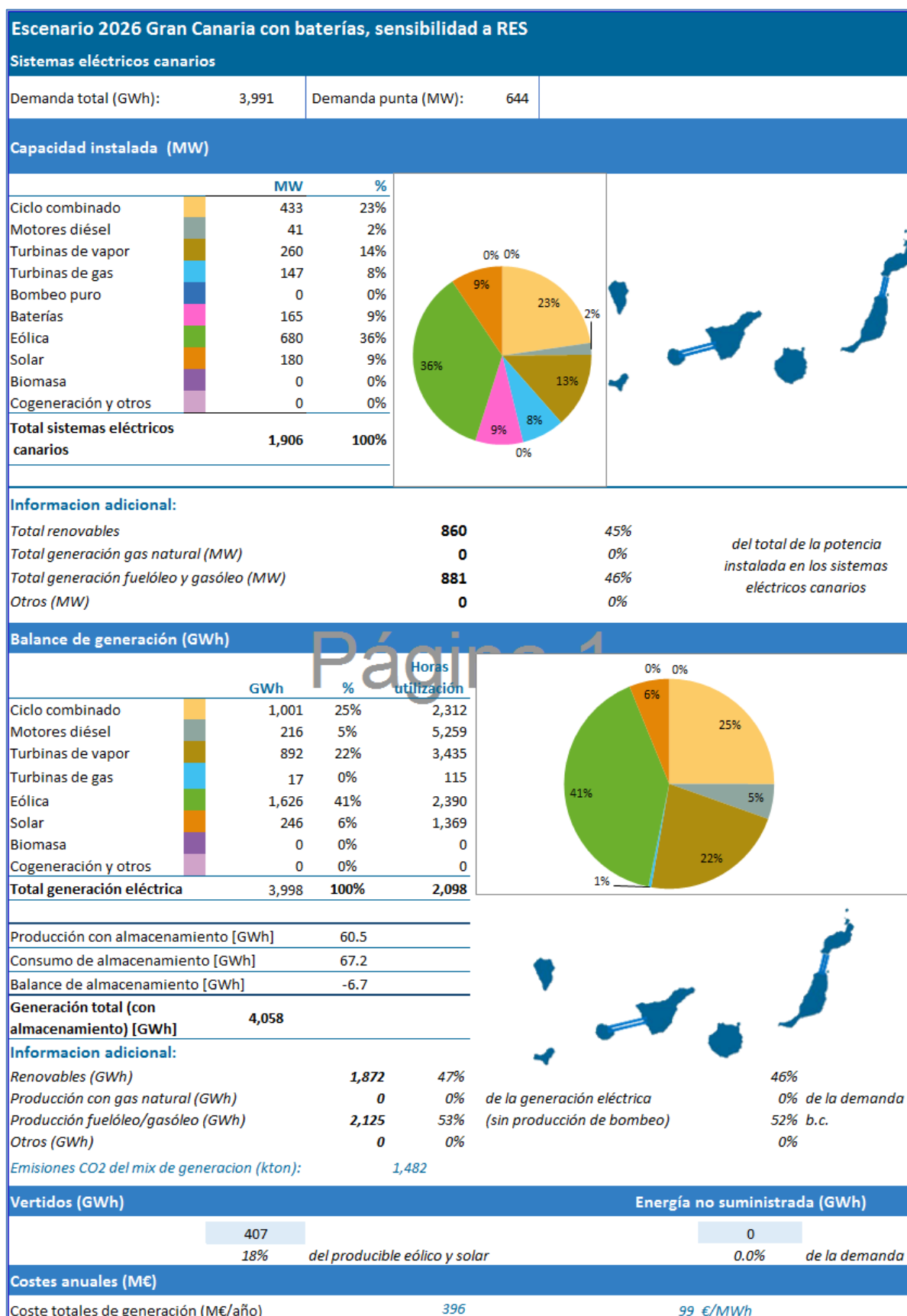
## H2026. Gran Canaria caso base

Escenario Base H2026. Gran Canaria				
Sistemas eléctricos canarios		Cod H2026_GC_Reserva_func_produccion		
Demanda total (GWh):	3991	Demanda punta (MW):	644	
Capacidad instalada (MW)				
	MW	%		
Ciclo combinado	433	25%		
Motores diésel	41	2%		
Turbinas de vapor	260	15%		
Turbinas de gas	147	8%		
Bombeo puro	0	0%		
Eólica	680	39%		
Solar	180	10%		
Biomasa	0	0%		
Cogeneración y otros	0	0%		
Total sistemas eléctricos canarios	1741	100%		
Información adicional:				
Total renovables	860	49%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios	
Total generación gas natural (MW)	0	0%		
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	881	51%		
Otros (MW)	0	0%		
Balance de generación (GWh)				
	GWh	%	Horas utilización	
Ciclo combinado	1363	34%	3149	
Motores diésel	189	5%	4609	
Turbinas de vapor	846	21%	3259	
Turbinas de gas	82	2%	561	
Eólica	1289	32%	1895	
Solar	221	6%	1228	
Biomasa	0	0%	0	
Cogeneración y otros	0	0%	0	
Total generación eléctrica	3991	100%	2293	
Producción con almacenamiento [GWh]	0.0			
Consumo de almacenamiento [GWh]	0.0			
Balance de almacenamiento [GWh]	0.0			
Generación total (con almacenamiento) [GWh]	3991			
Información adicional:				
Renovables (GWh)	1510	38%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	2481	62%		
Otros (GWh)	0	0%		
Emissiones CO2 del mix de generación (kton):	1717			
Vertidos (GWh)		Energía no suministrada (GWh)		
	769		0	
	34%	del producible eólico y solar	0.0% de la demanda	
Costes anuales (M€)				
Coste totales de generación (M€/año)	472	118 €/MWh		

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Gran Canaria con baterías





## H2026. Gran Canaria con bombeo



## Escenario Base H2026. Gran Canaria con bombeo

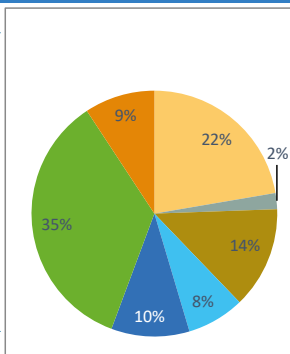
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2026\_GC\_Bombeo\_Reserva\_func\_produccion

Demanda total (GWh): 3991      Demanda punta (MW): 644

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	22%
Motores diésel	41	2%
Turbinas de vapor	260	13%
Turbinas de gas	147	8%
Bombeo puro	200	10%
Baterías	0	0%
Eólica	680	35%
Solar	180	9%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>1941</b>	<b>100%</b>

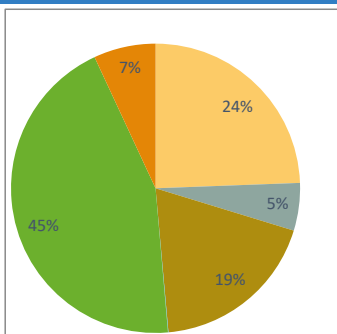


### Información adicional:

Total renovables	860	44%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	881	45%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	986	24%	2276
Motores diésel	215	5%	5239
Turbinas de vapor	761	19%	2931
Turbinas de gas	2	0%	14
Eólica	1795	44%	2638
Solar	280	7%	1558
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>4039</b>	<b>100%</b>	<b>2081</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	148.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	195.3
Balance de almacenamiento [GWh]	-47.3

**Generación total (con almacenamiento) [GWh]** 4187

### Información adicional:

Renovables (GWh)	2075	51%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	50%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	1964	49%		47%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 1379

### Vertidos (GWh)      Energía no suministrada (GWh)

204	0
9% del producible eólico y solar	0.0% de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año) 350      88 €/MWh

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Gran Canaria con baterías y bombeo



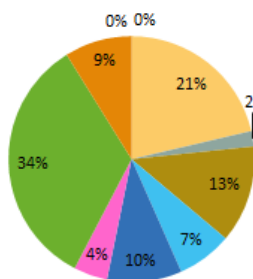
## Escenario 2026 Gran Canaria con baterías y bombeo, sensibilidad a RES

### Sistemas eléctricos canarios

Demanda total (GWh): 3,991 Demanda punta (MW): 644

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	21%
Motores diésel	41	2%
Turbinas de vapor	260	13%
Turbinas de gas	147	7%
Bombeo puro	200	10%
Baterías	90	4%
Eólica	680	34%
Solar	180	9%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2,031</b>	<b>100%</b>

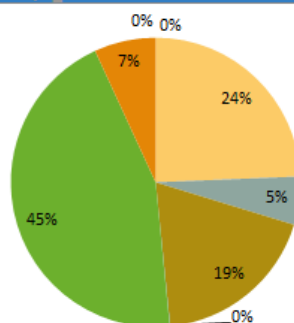


### Información adicional:

Total renovables	860	42%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	881	43%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	983	24%	2,269
Motores diésel	217	5%	5,302
Turbinas de vapor	753	19%	2,899
Turbinas de gas	2	0%	13
Eólica	1,803	45%	2,651
Solar	277	7%	1,542
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>4,035</b>	<b>100%</b>	<b>1,987</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	125.8
Consumo de almacenamiento [GWh]	212.5
Balance de almacenamiento [GWh]	-86.7

Generación total (con almacenamiento) [GWh] 4,161

### Información adicional:

Renovables (GWh)	2,080	52%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	50%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	1,955	48%		47%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emissiones CO2 del mix de generación (kton): 1,371

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

199	0
9% del producible eólico y solar	0.0% de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	348	87 €/MWh
--------------------------------------	-----	----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Lanzarote – Fuerteventura caso base



## Escenario Base H2026. Lanzarote - Fuerteventura. Caso Base

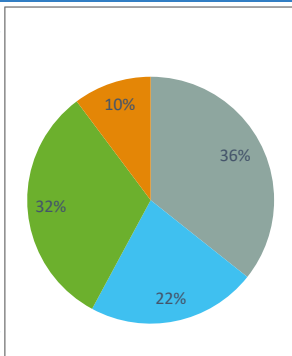
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2026\_LZ-FV\_Reserva\_func\_produccion

Demanda total (GWh): 1946 Demanda punta (MW): 315

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	249	36%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	155	22%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	0	0%
Eólica	223	32%
Solar	71	10%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>698</b>	<b>100%</b>

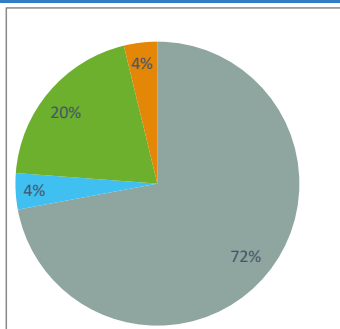


### Información adicional:

Total renovables	294	42%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	404	58%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	1402	72%	5628
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	80	4%	518
Eólica	389	20%	1748
Solar	74	4%	1036
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>1946</b>	<b>100%</b>	<b>2787</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	0.0
Consumo del almacenamiento [GWh]	0.0
Balance de almacenamiento [GWh]	0.0

Generación total (con almacenamiento) [GWh] 1946

### Información adicional:

Renovables (GWh)	463	24%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	24%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	1483	76%		76%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 948

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

260	0
36% del producible eólico y solar	0.0% de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	285	146 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Lanzarote – Fuerteventura con baterías



## Escenario Base H2026. Fuerteventura - Lanzarote. Baterías

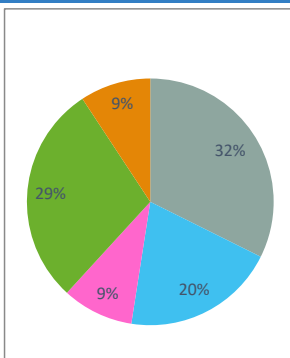
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2026\_LZ-FV\_Baterías\_Reserva\_func\_produccion

Demanda total (GWh): 1946 Demanda punta (MW): 315

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	249	32%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	155	20%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	72	9%
Eólica	223	29%
Solar	71	9%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>770</b>	<b>100%</b>

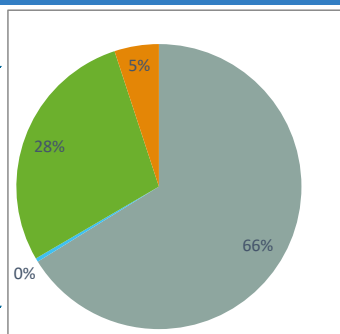


### Información adicional:

Total renovables	294	38%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	404	52%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	1291	66%	5181
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	8	0%	53
Eólica	553	28%	2484
Solar	98	5%	1378
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>1951</b>	<b>100%</b>	<b>2533</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	46.1
Consumo del almacenamiento [GWh]	51.2
Balance de almacenamiento [GWh]	-5.1

Generación total (con almacenamiento) [GWh] 1997

### Información adicional:

Renovables (GWh)	652	33%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	33%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	1299	67%		65%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 840

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

71	10%	del producible eólico y solar	0	0.0%	de la demanda
----	-----	-------------------------------	---	------	---------------

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	226	116 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



H2030. Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote. Conectados (sin baterías ni bombeo)



## Escenario Base H2030. Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote interconectado. Sin bombeo

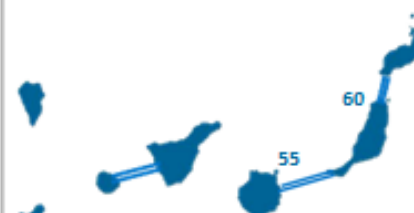
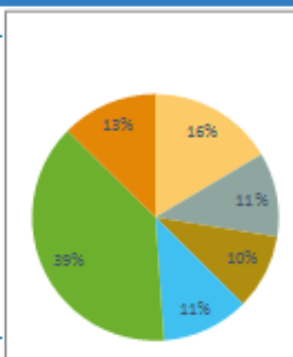
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_Interconectado\_sin\_bombeo

Demanda total (GWh): 6253 Demanda punta (MW): 959

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	16%
Motores diésel	290	11%
Turbinas de vapor	260	10%
Turbinas de gas	302	11%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	0	0%
Eólica	1012	38%
Solar	332	13%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2628</b>	<b>100%</b>

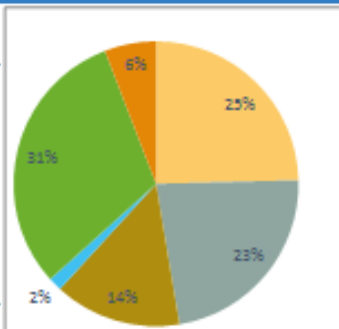


### Información adicional:

Total renovables	1343	51%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1285	49%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1538	25%	3551
Motores diésel	1424	23%	4907
Turbinas de vapor	902	14%	3473
Turbinas de gas	97	2%	321
Eólica	1927	31%	1905
Solar	366	6%	1103
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6253</b>	<b>100%</b>	<b>2379</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	0.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	0.0
Balace de almacenamiento [GWh]	0.0
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>6253</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	2298	37%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	37%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	3961	63%		63%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	2642				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

1173	0
34%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	890	142 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.





H2030. Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote. Conectados con bombeo



## Escenario Base H2030. Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote interconectado. Con bombeo

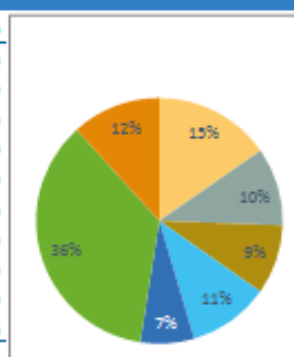
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_Interconectado\_con\_bombeo

Demanda total (GWh): 6253 Demanda punta (MW): 959

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	15%
Motores diésel	290	10%
Turbinas de vapor	260	9%
Turbinas de gas	302	11%
Bombeo puro	200	7%
Baterías	0	0%
Eólica	1012	36%
Solar	332	12%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2828</b>	<b>100%</b>

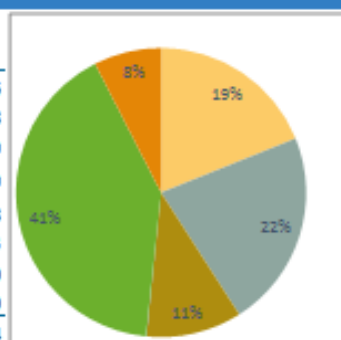


### Información adicional:

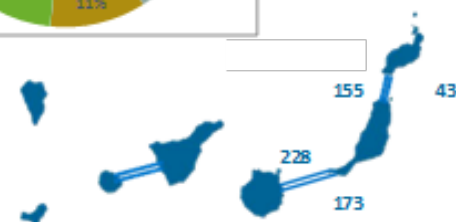
Total renovables	1343	47%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1285	45%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1194	19%	2756
Motores diésel	1392	22%	4798
Turbinas de vapor	675	11%	2599
Turbinas de gas	3	0%	9
Eólica	2577	41%	2548
Solar	475	8%	1433
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6316</b>	<b>100%</b>	<b>2234</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	199.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	261.8
Balace de almacenamiento [GWh]	-62.8
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>6515</b>



### Información adicional:

Renovables (GWh)	3052	48%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	47%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	3264	52%		50%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	2187				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

413	0
12%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	666	107 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.





H2030. Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote. Desconectados con bombeo



## Escenario Base H2030. Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote desacoplados. Con bombeo

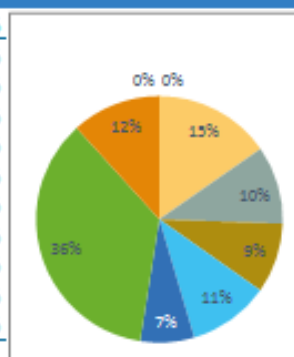
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_desacoplados\_con\_bombeo

Demanda total (GWh): 6253 Demanda punta (MW): 959

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	15%
Motores diésel	290	10%
Turbinas de vapor	260	9%
Turbinas de gas	302	11%
Bombeo puro	200	7%
Baterías	0	0%
Eólica	1012	36%
Solar	332	12%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2828</b>	<b>100%</b>

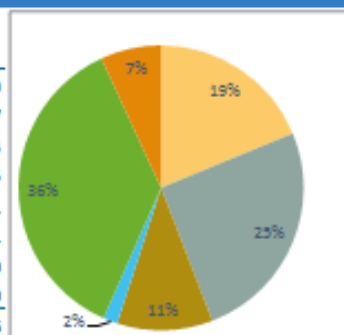


### Información adicional:

Total renovables	1343	47%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1285	45%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1186	19%	2739
Motores diésel	1604	25%	5527
Turbinas de vapor	686	11%	2643
Turbinas de gas	104	2%	345
Eólica	2307	36%	2281
Solar	435	7%	1311
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6323</b>	<b>100%</b>	<b>2236</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	220.3
Consumo de almacenamiento [GWh]	289.8
Balace de almacenamiento [GWh]	-69.6
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>6543</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	2742	43%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	42%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	3581	57%		55%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	2384				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

724	0
2.1%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	764	122 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



H2030. Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote. Desconectados con bombeo y baterías



## Escenario Base H2030. Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote desacoplados. Con bombeo y batería

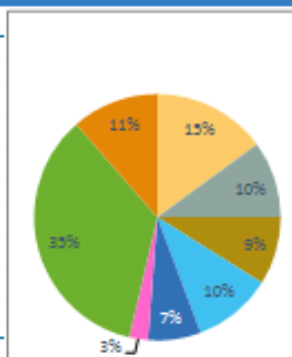
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_desacoplados\_con\_bombeo\_batería

Demanda total (GWh): 6253 Demanda punta (MW): 959

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	433	15%
Motores diésel	290	10%
Turbinas de vapor	260	9%
Turbinas de gas	302	10%
Bombeo puro	200	7%
Baterías	72	2%
Eólica	1012	35%
Solar	332	11%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2900</b>	<b>100%</b>

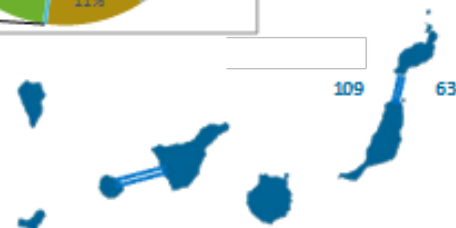
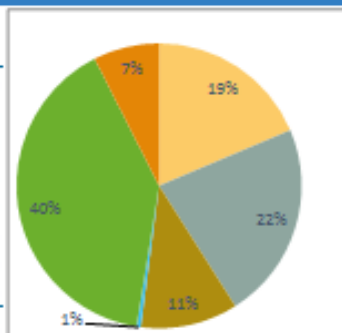


### Información adicional:

Total renovables	1343	46%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1285	44%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1178	19%	2720
Motores diésel	1417	22%	4883
Turbinas de vapor	698	11%	2689
Turbinas de gas	31	0.5%	101
Eólica	2532	40%	2503
Solar	472	7%	1424
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6328</b>	<b>100%</b>	<b>2182</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	275.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	350.0
Balace de almacenamiento [GWh]	-75.0
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>6603</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	3004	47%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	45%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	3324	53%		50%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	2219				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

461	0
13%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	684	109 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Tenerife - La Gomera caso base

Escenario Base H2030. Tenerife - La Gomera. Baterías y Bombeo				
Sistemas eléctricos canarios			Cod H2030_TF-LG_bat_bombeo_reserva_F(produccion_eol)	
Demanda total (GWh):		4,743	Demanda punta (MW): 718	
Capacidad instalada (MW)				
		MW	%	
Ciclo combinado		432	20%	
Motores diésel		59	3%	
Turbinas de vapor		148	7%	
Turbinas de gas		316	14%	
Bombeo puro		200	9%	
Baterías		165	8%	
Eólica		703	32%	
Solar		164	7%	
Biomasa		0	0%	
Cogeneración y otros		0	0%	
Total sistemas eléctricos canarios		2,189	100%	
<div><div>Información adicional:</div><div><div><div>Total renovables</div><div>867</div><div>40%</div></div><div><div>Total generación gas natural (MW)</div><div>0</div><div>0%</div></div><div><div>Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)</div><div>956</div><div>44%</div></div><div><div>Otros (MW)</div><div>0</div><div>0%</div></div></div><div>del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios</div></div>				
Balance de generación (GWh)				
		GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado		1,908	40%	4,415
Motores diésel		207	4%	3,480
Turbinas de vapor		722	15%	4,862
Turbinas de gas		5	0%	16
Eólica		1,678	35%	2,386
Solar		276	6%	1,683
Biomasa		0	0%	0
Cogeneración y otros		0	0%	0
Total generación eléctrica		4,796	100%	2,191
<div><div>Producción con almacenamiento [GWh]</div><div>145.4</div></div> <div><div>Consumo de almacenamiento [GWh]</div><div>277.6</div></div> <div><div>Balance de almacenamiento [GWh]</div><div>-132.2</div></div> <div><div>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</div><div>4,942</div></div> <div><div>Información adicional:</div><div><div><div>Renovables (GWh)</div><div>1,954</div><div>41%</div></div><div><div>Producción con gas natural (GWh)</div><div>0</div><div>0%</div></div><div><div>Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)</div><div>2,842</div><div>59%</div></div><div><div>Otros (GWh)</div><div>0</div><div>0%</div></div></div><div><div>Emisiones CO2 del mix de generación (kton):</div><div>1,920</div></div></div> <div>de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)</div> <div>40% de la demanda</div> <div>0% de la demanda</div> <div>58% b.c.</div> <div>0%</div>				
Vertidos (GWh)			Energía no suministrada (GWh)	
77		0		
4%		0.0%		
del producible eólico y solar		de la demanda		
Costes anuales (M€)				
Coste totales de generación (M€/año)		123 €/MWh		

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. Tenerife - La Gomera con batería



## Escenario Base H2026. Tenerife - La Gomera. Baterías

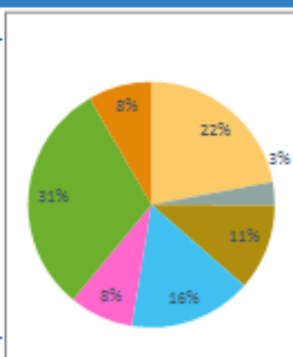
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2026\_TF-LG\_Bat\_reserva\_F(producc\_e ol)

Demanda total (GWh): 4431 Demanda punta (MW): 714

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	432	22%
Motores diésel	59	3%
Turbinas de vapor	223	11%
Turbinas de gas	316	16%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	165	8%
Eólica	601	31%
Solar	164	8%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>1962</b>	<b>100%</b>

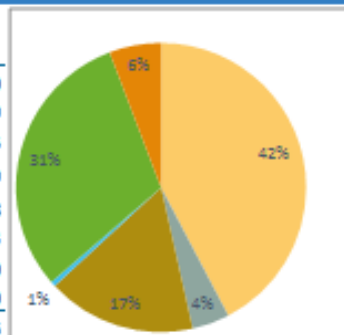


### Información adicional:

Total renovables	765	39%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1031	53%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1880	42%	4350
Motores diésel	185	4%	3119
Turbinas de vapor	737	17%	3305
Turbinas de gas	25	1%	79
Eólica	1358	31%	2258
Solar	256	6%	1563
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>4442</b>	<b>100%</b>	<b>2265</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	100.2
Consumo del almacenamiento [GWh]	111.4
Balace de almacenamiento [GWh]	-11.1
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>4543</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	1614	36%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	36%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	2828	64%		62%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	1871				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

197	0
11%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	556	125 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. Tenerife - La Gomera caso base (con batería)



## Escenario Base H2030. Tenerife - La Gomera. Baterías

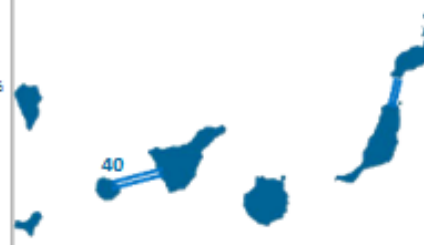
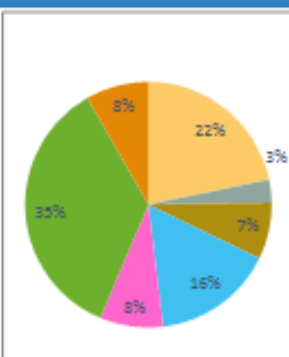
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_TF-LG\_baterías\_reserva\_F(produccion\_eol)

Demanda total (GWh): 4743 Demanda punta (MW): 718

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	432	22%
Motores diésel	59	3%
Turbinas de vapor	148	7%
Turbinas de gas	316	16%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	165	8%
Eólica	703	35%
Solar	164	8%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>1989</b>	<b>100%</b>

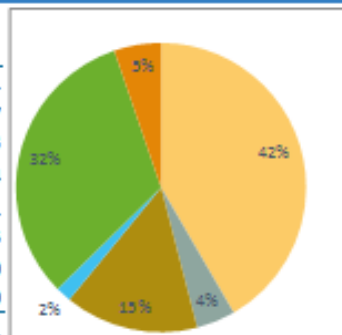


### Información adicional:

Total renovables	867	44%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	956	48%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1980	42%	4581
Motores diésel	206	4%	3467
Turbinas de vapor	709	15%	4773
Turbinas de gas	84	2%	264
Eólica	1527	32%	2171
Solar	248	5%	1515
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>4755</b>	<b>100%</b>	<b>2391</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	99.8
Consumo del almacenamiento [GWh]	110.9
Balace de almacenamiento [GWh]	-11.1

Generación total (con almacenamiento) [GWh] 4854

### Información adicional:

Renovables (GWh)	1776	37%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	37%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	2979	63%		61%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 2035

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

255	0
13%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	652	137 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. Tenerife - La Gomera caso base (con baterías) y bombeo



## Escenario Base H2030. Tenerife - La Gomera. Baterías y Bombeo

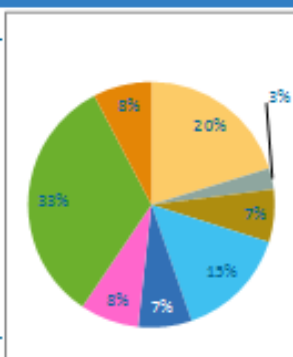
Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_TF-LG\_bat\_bombeo\_reserva\_F(produccion\_eol)

Demanda total (GWh): 4743 Demanda punta (MW): 718

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	432	20%
Motores diésel	59	3%
Turbinas de vapor	148	7%
Turbinas de gas	316	15%
Bombeo puro	150	7%
Baterías	165	8%
Eólica	703	33%
Solar	164	8%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>2139</b>	<b>100%</b>

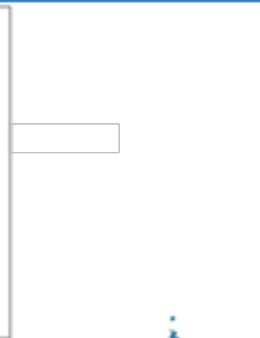
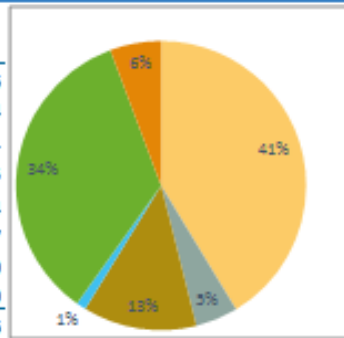


### Información adicional:

Total renovables	867	41%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	956	45%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1987	41%	4596
Motores diésel	227	5%	3814
Turbinas de vapor	609	13%	4101
Turbinas de gas	52	1%	165
Eólica	1656	34%	2354
Solar	273	6%	1667
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>4804</b>	<b>100%</b>	<b>2246</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	241.6
Consumo del almacenamiento [GWh]	301.7
Balace de almacenamiento [GWh]	-60.1
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>5045</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	1929	40%		38%
Producción con gas natural (GWh)	0	0%	de la generación eléctrica	0% de la demanda
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	2874	60%	(sin producción de bombeo)	57% b.c.
Otros (GWh)	0	0%		0%
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):		1930		

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

102	5%	del producible eólico y solar	0	0.0%	de la demanda
-----	----	-------------------------------	---	------	---------------

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	619	131 €/MWh
--------------------------------------	-----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



H2026. La Palma



## Escenario Base H2026. La Palma

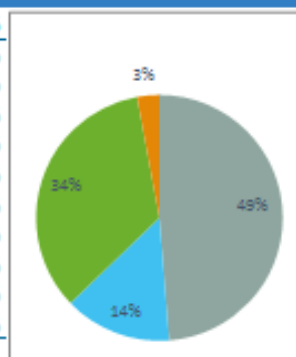
### Sistemas eléctricos canarios

Cod\_H2026\_LP\_cb

Demanda total (GWh): 319 Demanda punta (MW): 56

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	75	49%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	22	14%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	0	0%
Eólica	53	34%
Solar	4	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>154</b>	<b>100%</b>

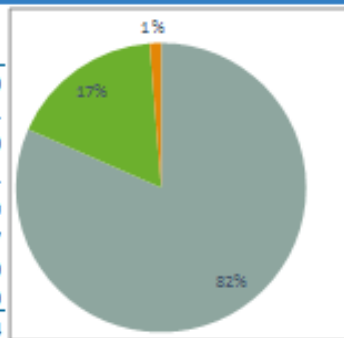


### Información adicional:

Total renovables	57	37%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	96	63%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	260	82%	3471
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	0	0%	1
Eólica	55	17%	1039
Solar	4	1%	887
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>319</b>	<b>100%</b>	<b>2074</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	0.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	0.0
Balace de almacenamiento [GWh]	0.0

Generación total (con almacenamiento) [GWh] 319

### Información adicional:

Renovables (GWh)	59	18%	18%
Producción con gas natural (GWh)	0	0%	0% de la generación eléctrica
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	260	82%	0% de la demanda (sin producción de bombeo)
Otros (GWh)	0	0%	0% b.c.

Emissiones CO2 del mix de generación (kton): 169

### Vertidos (GWh) Energía no suministrada (GWh)

70	0
55%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	52	162 €/MWh
--------------------------------------	----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.





## H2026. La Palma con 12 MW baterías



## Escenario Base H2026. La Palma. Baterías. 2 unidades de 6 MW

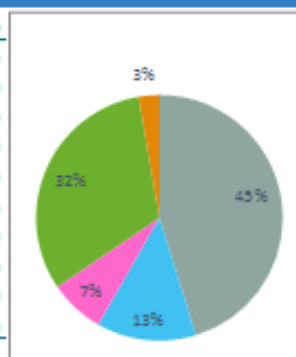
### Sistemas eléctricos canarios

Cod\_H2026\_LP\_2\_baterías

Demanda total (GWh): 319 Demanda punta (MW): 56

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	75	45%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	22	13%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	12	7%
Eólica	53	32%
Solar	4	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>166</b>	<b>100%</b>

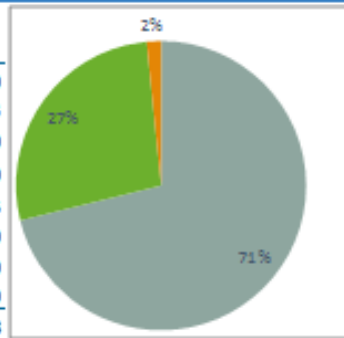


### Información adicional:

Total renovables	57	34%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	96	58%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	227	71%	3033
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	0	0%	0
Eólica	87	27%	1655
Solar	5	2%	1130
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>319</b>	<b>100%</b>	<b>1928</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	6.5
Consumo de almacenamiento [GWh]	7.2
Balace de almacenamiento [GWh]	-0.7

<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>326</b>
--	------------

### Información adicional:

Renovables (GWh)	92	29%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	28%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	227	71%		70%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 148

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

37	0
29%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	45	141 €/MWh
--------------------------------------	----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2026. La Palma con 18 MW baterías



## Escenario Base H2026. La Palma. Baterías. 3 unidades de 6 MW

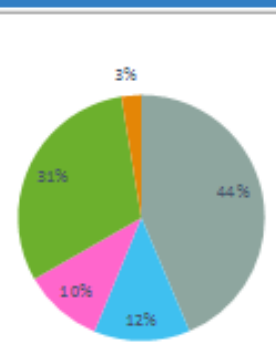
### Sistemas eléctricos canarios

Cod\_H2026\_LP\_3\_baterías

Demanda total (GWh): 319 Demanda punta (MW): 56

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	75	44%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	22	13%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	18	10%
Eólica	53	31%
Solar	4	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>172</b>	<b>100%</b>

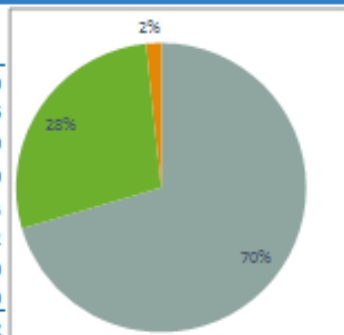


### Información adicional:

Total renovables	57	33%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	96	56%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	225	70%	3006
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	0	0%	0
Eólica	89	28%	1693
Solar	5	2%	1202
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>319</b>	<b>100%</b>	<b>1862</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	8.5
Consumo de almacenamiento [GWh]	9.4
Balace de almacenamiento [GWh]	-0.9
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>328</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	94	30%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	29%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	225	70%		69%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	145				

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

35	0
2.7%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	45	140 €/MWh
--------------------------------------	----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. La Palma con 12 MW baterías



## Escenario Base H2030. La Palma. Baterías. 2 unidades de 6 MW

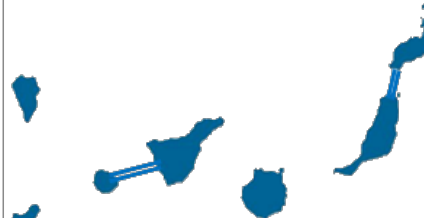
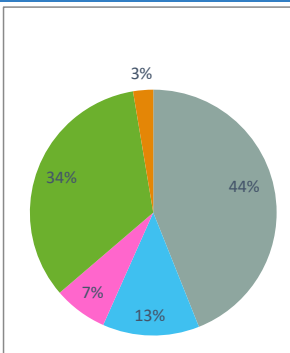
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_LP\_baterías\_2

Demanda total (GWh): 331 Demanda punta (MW): 56

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	75	44%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	22	13%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	12	7%
Eólica	57	34%
Solar	4	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>170</b>	<b>100%</b>

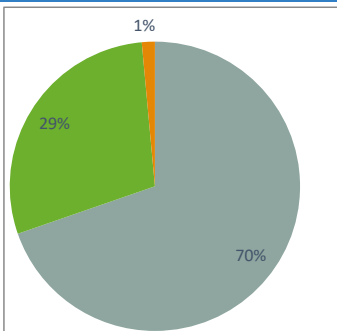


### Información adicional:

Total renovables	62	36%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	96	57%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	231	70%	3086
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	0	0%	0
Eólica	96	29%	1670
Solar	5	1%	1074
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>332</b>	<b>100%</b>	<b>1947</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	7.7
Consumo de almacenamiento [GWh]	8.6
Balance de almacenamiento [GWh]	-0.9
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>339</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	101	30%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	30%	de la demanda
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	231	70%		68% b.c.	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 150

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

39  
28% del producible eólico y solar

0  
0.0% de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año) 49 148 €/MWh

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



## H2030. La Palma con 18 MW baterías



## Escenario Base H2030. La Palma. Baterías. 3 unidades de 6 MW

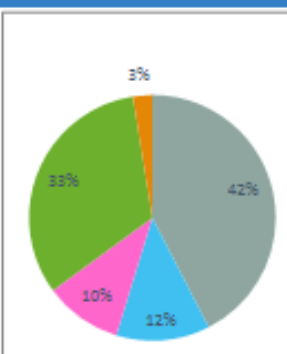
### Sistemas eléctricos canarios

Cod H2030\_LP\_baterías\_3

Demanda total (GWh): 331 Demanda punta (MW): 56

### Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	0	0%
Motores diésel	75	42%
Turbinas de vapor	0	0%
Turbinas de gas	22	12%
Bombeo puro	0	0%
Baterías	18	10%
Eólica	57	33%
Solar	4	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	0	0%
<b>Total sistemas eléctricos canarios</b>	<b>176</b>	<b>100%</b>

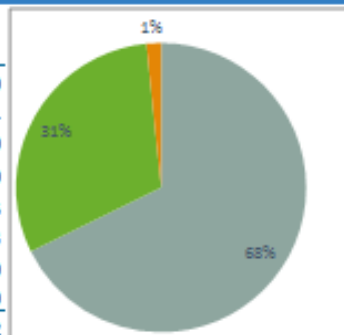


### Información adicional:

Total renovables	62	35%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	96	55%	
Otros (MW)	0	0%	

### Balace de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	0	0%	0
Motores diésel	225	68%	3001
Turbinas de vapor	0	0%	0
Turbinas de gas	0	0%	0
Eólica	102	31%	1775
Solar	5	2%	1193
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>332</b>	<b>100%</b>	<b>1882</b>



Producción con almacenamiento [GWh]	9.0
Consumo de almacenamiento [GWh]	10.0
Balace de almacenamiento [GWh]	-1.0
<b>Generación total (con almacenamiento) [GWh]</b>	<b>341</b>

### Información adicional:

Renovables (GWh)	107	32%	31%
Producción con gas natural (GWh)	0	0%	0% de la generación eléctrica
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	225	68%	66% de la demanda (sin producción de bombeo)
Otros (GWh)	0	0%	0% b.c.

Emisiones CO2 del mix de generación (kton): 145

### Vertidos (GWh)

### Energía no suministrada (GWh)

33	0
23%	0.0%
del producible eólico y solar	de la demanda

### Costes anuales (M€)

Coste totales de generación (M€/año)	47	143 €/MWh
--------------------------------------	----	-----------

Aportación de los sistemas de almacenamiento a la descarbonización de los sistemas eléctricos en España.



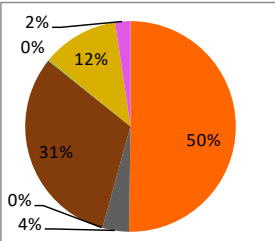
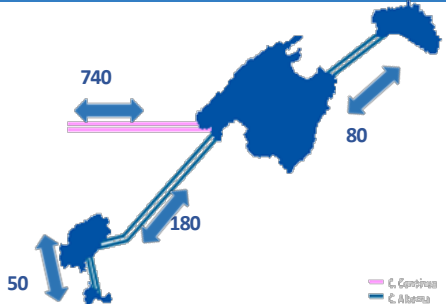
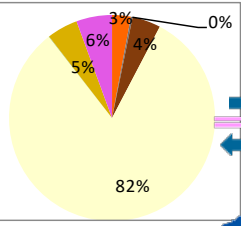
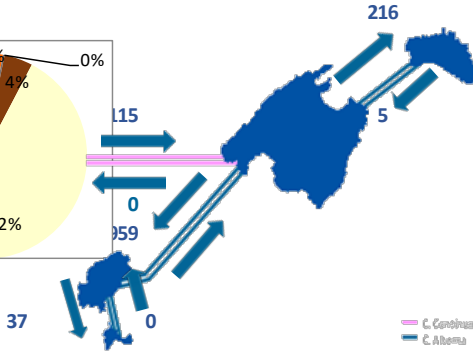
## Anexo C Hipótesis y resultados detallados de los estudios en los sistemas eléctricos baleares

### H2026. Baleares sin baterías

Escenario 6: H2026 sin baterías						Cod B23	
Sistema eléctrico balear							
La demanda en baleares (GWh):		6253	Demanda punta (MW):		1271		
Capacidad instalada en baleares (MW)			Capacidad de intercambio (MW)				
		MW	%				
Ciclo combinado		858	50%				
Motores diésel		70	4%				
Turbinas de vapor (carbón)		0	0%				
Turbinas de gas		537	31%				
Eólica		3	0%				
Solar		201	12%				
Cogeneración y otros		40	2%				
Total sistema eléctrico balear		1,708	100%				
Información adicional:							
Total renovables		204	12%	del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear			
Total generación gas natural (MW)		977	57%				
Total generación carbón (MW)		0	0%				
Total generación fueloil y gasoil (MW)		488	29%				
Balance de generación (GWh)			Saldo de intercambios anual (GWh)				
		GWh	%	Horas utilización			
Ciclo combinado		395	6%	460			
Motores diésel		72	1%	1,038			
Turbinas de vapor (carbón)		0	0%	0			
Turbinas de gas		497	8%	926			
Intercambio con península		4,631	74%	7,718			
Eólica		4	0%	1,174			
Solar		304	5%	1,513			
Cogeneración y otros		350	6%	8,760			
Total generación eléctrica		6,253	100%	3,660			
Información adicional:							
Renovables (GWh)		307	5%	de la generación eléctrica		5%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)		719	12%	de la generación eléctrica		12%	de la demanda b.c.
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)		245	4%	de la generación eléctrica		4%	de la demanda b.c.
Emisiones CO2 del mix de generación (Kton):		768					
Vertidos (GWh)				Energía no suministrada (GWh)			
0		0.0		0		Horas	
0.0%		del producible eólico y solar					
Costes anuales (M€)							
Costes de generación		161		99 €/MWh			



## H2026. Baleares con baterías

Escenario 1: H2026					Cod B23		
Sistema eléctrico balear							
La demanda en baleares (GWh):		6253	Demanda punta (MW):		1271		
Capacidad instalada en baleares (MW)			Capacidad de intercambio (MW)				
		MW	%				
Ciclo combinado		858	50%				
Motores diésel		70	4%				
Turbinas de vapor (carbón)		0	0%				
Turbinas de gas		537	31%				
Eólica		3	0%				
Solar		201	12%				
Cogeneración y otros		40	2%				
Total sistema eléctrico balear		1,708	100%				
Información adicional:							
Total renovables	204	12%	del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear				
Total generación gas natural (MW)	977	57%					
Total generación carbón (MW)	0	0%					
Total generación fueloil y gasoil (MW)	488	29%					
Balance de generación (GWh)			Saldo de intercambios anual (GWh)				
	GWh	%	Horas utilización				
Ciclo combinado	184	3%	214				
Motores diésel	17	0%	239				
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%	0				
Turbinas de gas	279	4%	521				
Intercambio con península	5,115	82%	6,912				
Eólica	4	0%	1,174				
Solar	304	5%	1,513				
Cogeneración y otros	350	6%	8,760				
Total generación eléctrica	6,253	100%	3,660				
Información adicional:							
Renovables (GWh)	307	5% de la generación eléctrica	5%	de la demanda b.c.			
Producción con gas natural (GWh)	296	5% de la generación eléctrica	5%	de la demanda b.c.			
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	184	3% de la generación eléctrica	3%	de la demanda b.c.			
Emisiones CO2 del mix de generación (Kton):		461					
Vertidos (GWh)			Energía no suministrada (GWh)				
0		0.0%	0.0		0 Horas		
del producible eólico y solar							
Costes anuales (M€)							
Costes de generación		94	83 €/MWh				



## H2026 sin 2º enlace Península-Baleares. Baleares sin baterías

### Escenario 2: H2026 sin segundo enlace HVDC, sin compensadores síncronos y sin baterías

#### Sistema eléctrico balear

Cod B23

La demanda en baleares  
(GWh):

6253

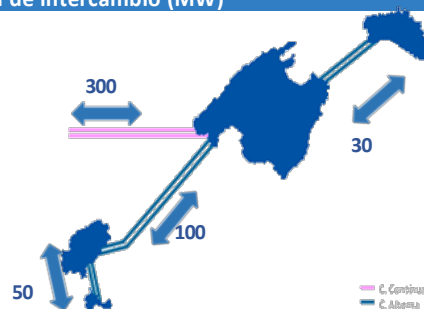
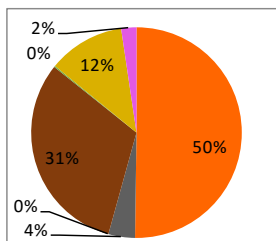
Demanda punta (MW):

1271

#### Capacidad instalada en baleares (MW)

#### Capacidad de intercambio (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	50%
Motores diésel	70	4%
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%
Turbinas de gas	537	31%
Eólica	3	0%
Solar	201	12%
Cogeneración y otros	40	2%
<b>Total sistema eléctrico balear</b>	<b>1,708</b>	<b>100%</b>



#### Información adicional:

Total renovables

204

12%

Total generación gas natural (MW)

977

57%

del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear

Total generación carbón (MW)

0

0%

Total generación fueloil y gasoil (MW)

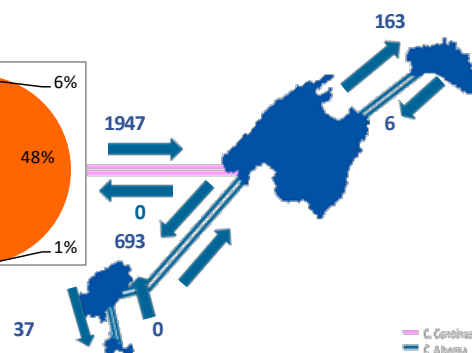
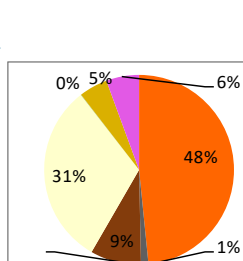
488

29%

#### Balance de generación (GWh)

#### Saldo de intercambios anual (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	3,027	48%	3,529
Motores diésel	79	1%	1,134
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%	0
Turbinas de gas	542	9%	1,009
Intercambio con península	1,947	31%	6,489
Eólica	4	0%	1,174
Solar	304	5%	1,513
Cogeneración y otros	350	6%	8,760
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6,253</b>	<b>100%</b>	<b>3,660</b>



#### Información adicional:

Renovables (GWh)

307

5% de la generación eléctrica

5% de la demanda b.c.

Producción con gas natural (GWh)

3,396

54% de la generación eléctrica

54% de la demanda b.c.

Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)

252

4% de la generación eléctrica

4% de la demanda b.c.

Emisiones CO2 del mix de generación (Kton):

1,890

#### Vertidos (GWh)

#### Energía no suministrada (GWh)

0	0.0%	del producible eólico y solar	0.0	0	Horas
---	------	-------------------------------	-----	---	-------

#### Costes anuales (M€)

Costes de generación

457

106 €/MWh



## H2026 sin 2º enlace Península-Baleares. Baleares con baterías

### Escenario 3: H2026 sin segundo enlace HVDC, sin compensadores síncronos y con baterías

#### Sistema eléctrico balear

Cod B23

La demanda en baleares  
(GWh):

6253

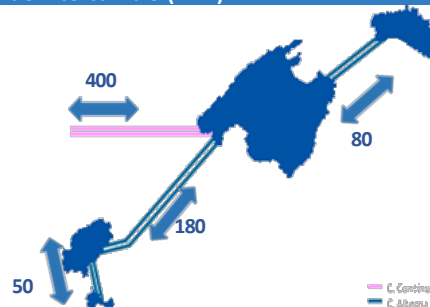
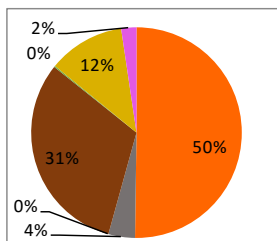
Demanda punta (MW):

1271

#### Capacidad instalada en baleares (MW)

#### Capacidad de intercambio (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	50%
Motores diésel	70	4%
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%
Turbinas de gas	537	31%
Eólica	3	0%
Solar	201	12%
Cogeneración y otros	40	2%
<b>Total sistema eléctrico balear</b>	<b>1,708</b>	<b>100%</b>



#### Información adicional:

Total renovables

204

12%

Total generación gas natural (MW)

977

57%

del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear

Total generación carbón (MW)

0

0%

Total generación fueloil y gasoil (MW)

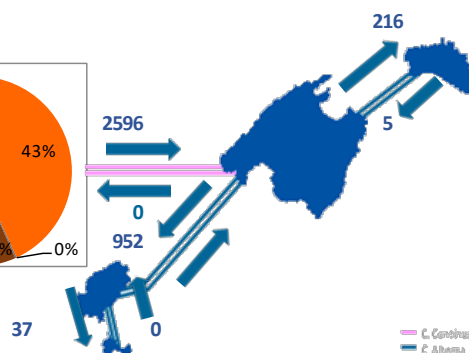
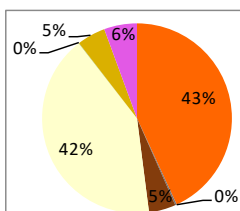
488

29%

#### Balance de generación (GWh)

#### Saldo de intercambios anual (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	2,697	43%	3,144
Motores diésel	16	0%	229
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%	0
Turbinas de gas	286	5%	534
Intercambio con península	2,596	42%	6,489
Eólica	4	0%	1,174
Solar	304	5%	1,513
Cogeneración y otros	350	6%	8,760
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6,253</b>	<b>100%</b>	<b>3,660</b>



#### Información adicional:

Renovables (GWh)

307

5% de la generación eléctrica

5% de la demanda b.c.

Producción con gas natural (GWh)

2,816

45% de la generación eléctrica

45% de la demanda b.c.

Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)

184

3% de la generación eléctrica

3% de la demanda b.c.

Emisiones CO2 del mix de generación (Kton):

1,497

#### Vertidos (GWh)

#### Energía no suministrada (GWh)

0

0.0%

del producible eólico y solar

0.0

0

Horas

#### Costes anuales (M€)

Costes de generación

373

102 €/MWh



## H2030 sin baterías

### Escenario 7: H2030 con segundo enlace Mallorca-Menorca, segundo enlace HVDC, con compensadores síncronos y sin baterías

#### Sistema eléctrico balear

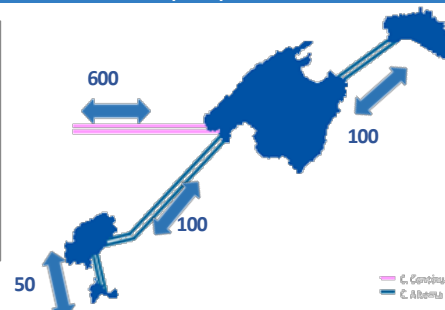
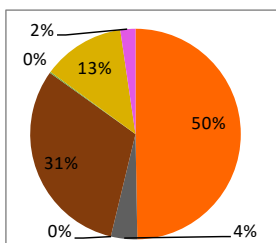
Cod B23

La demanda en balears (GWh): 6393 Demanda punta (MW): 1317

#### Capacidad instalada en balears (MW)

#### Capacidad de intercambio (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	50%
Motores diésel	70	4%
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%
Turbinas de gas	537	31%
Eólica	3	0%
Solar	218	13%
Cogeneración y otros	40	2%
<b>Total sistema eléctrico balear</b>	<b>1,725</b>	<b>100%</b>



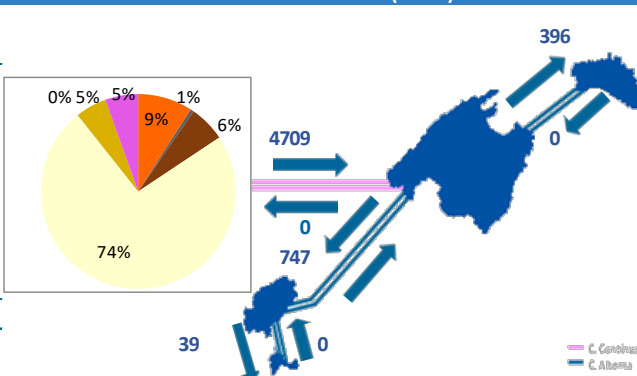
#### Información adicional:

Total renovables 221 13%  
Total generación gas natural (MW) 977 57% del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear  
Total generación carbón (MW) 0 0%  
Total generación fueloil y gasoil (MW) 488 28%

#### Balance de generación (GWh)

#### Saldo de intercambios anual (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	580	9%	676
Motores diésel	35	1%	506
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%	0
Turbinas de gas	386	6%	718
Intercambio con península	4,709	74%	7,848
Eólica	4	0%	1,174
Solar	329	5%	1,512
Cogeneración y otros	350	5%	8,760
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6,393</b>	<b>100%</b>	<b>3,706</b>



#### Información adicional:

Renovables (GWh) 333 5% de la generación eléctrica 5% de la demanda b.c.  
Producción con gas natural (GWh) 963 15% de la generación eléctrica 15% de la demanda b.c.  
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh) 38 1% de la generación eléctrica 1% de la demanda b.c.  
Emisiones CO2 del mix de generación (Kton): 678

#### Vertidos (GWh)

#### Energía no suministrada (GWh)

0 0.0% del producible eólico y solar 0.0 0 Horas

#### Costes anuales (M€)

Costes de generación 145 86 €/MWh



## H2030 con baterías

### Escenario 8: H2030 con segundo enlace Mallorca-Menorca, segundo enlace HVDC, con compensadores síncronos y con baterías

#### Sistema eléctrico balear

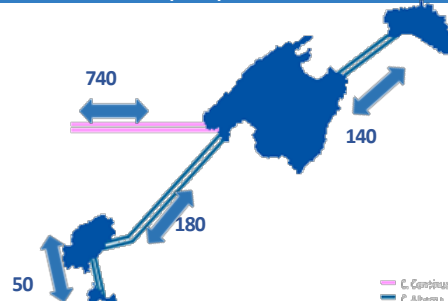
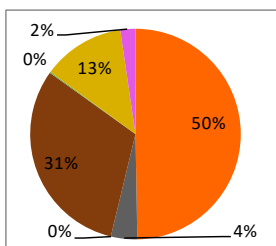
Cod B23

La demanda en baleares (GWh): 6393 Demanda punta (MW): 1317

#### Capacidad instalada en baleares (MW)

#### Capacidad de intercambio (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	50%
Motores diésel	70	4%
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%
Turbinas de gas	537	31%
Eólica	3	0%
Solar	218	13%
Cogeneración y otros	40	2%
<b>Total sistema eléctrico balear</b>	<b>1,725</b>	<b>100%</b>



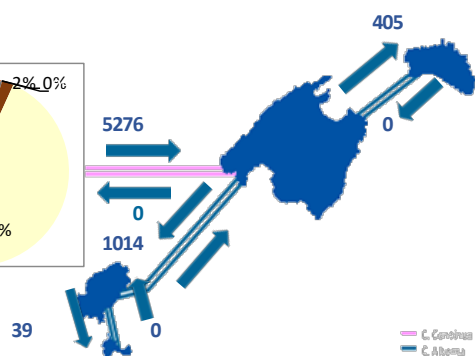
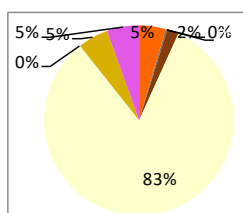
#### Información adicional:

Total renovables	221	13%	
Total generación gas natural (MW)	977	57%	del total de la potencia instalada en el sistema eléctrico balear
Total generación carbón (MW)	0	0%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	488	28%	

#### Balance de generación (GWh)

#### Saldo de intercambios anual (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	290	5%	338
Motores diésel	17	0%	242
Turbinas de vapor (carbón)	0	0%	0
Turbinas de gas	126	2%	235
Intercambio con península	5,276	83%	7,130
Eólica	4	0%	1,174
Solar	329	5%	1,512
Cogeneración y otros	350	5%	8,760
<b>Total generación eléctrica</b>	<b>6,393</b>	<b>100%</b>	<b>3,706</b>



#### Información adicional:

Renovables (GWh)	333	5% de la generación eléctrica	5% de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	416	7% de la generación eléctrica	7% de la demanda b.c.
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	18	0.3% de la generación eléctrica	0.3% de la demanda b.c.
Emisiones CO2 del mix de generación (Kton):	329		

#### Vertidos (GWh)

#### Energía no suministrada (GWh)

0	0.0% del producible eólico y solar	0.0	0 Horas
---	------------------------------------	-----	---------

#### Costes anuales (M€)

Costers de generación	62	56 €/MWh
-----------------------	----	----------



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)  
Tel. 91 650 85 00 / 20 12

[www.ree.es](http://www.ree.es)