

HIBRIDACIÓN EN LA GENERACIÓN RENOVABLE

**ANÁLISIS SOBRE EL PANORAMA
ACTUAL
Y FUTURO EN ESPAÑA**

ABRIL 2021

**FUTURE
ATHEART**



CONTENIDO

Introducción Objetivo del estudio, Contexto y estrategia de descarbonización, Crecimiento esperado de la generación renovable en España, Impacto del despliegue de renovables, La hibridación renovable	01
Modelos de hibridación renovable ¿En qué consiste la hibridación renovable?,Tecnologías de hibridación renovable, Impacto del despliegue de renovables, Beneficios y retos de la hibridación renovable	02
Panorama actual de la hibridación Panorama europeo, Panorama nacional	03
Análisis económico para tecnologías híbridas	04
Análisis del marco regulatorio relativo a hibridación Marco europeo, Marco nacional	05
Roadmap y próximos pasos	06
Anexo: notas final del documento	07

INTRODUCCIÓN

- **Objetivo del estudio**
- **Contexto y estrategia de descarbonización**
- **Crecimiento esperado de la generación renovable en España**
- **Impacto del despliegue de renovables**
- **La hibridación renovable**

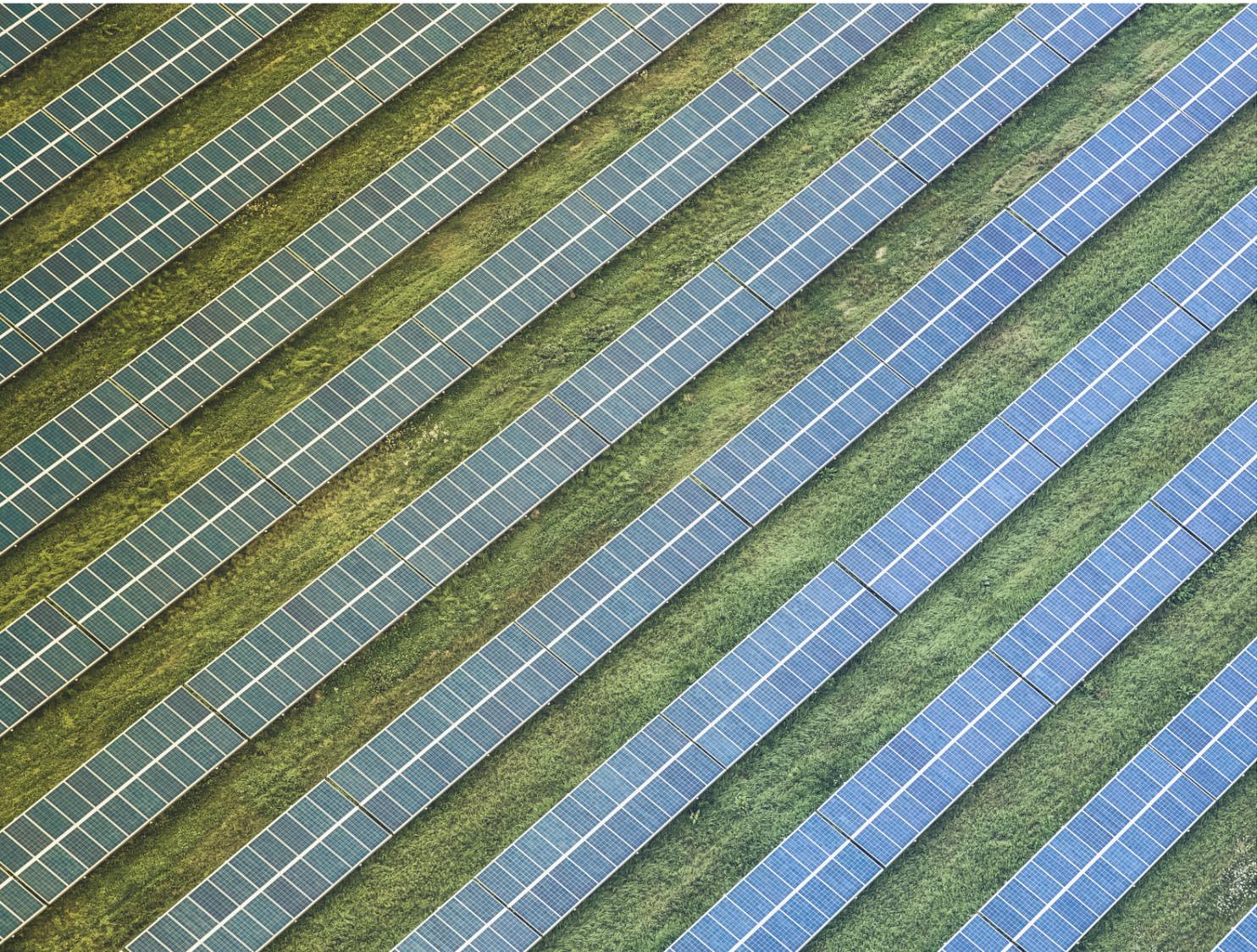


OBJETIVO DEL ESTUDIO

El objetivo del presente estudio consiste en presentar una visión actualizada de la hibridación de la generación renovable, destacando su relevancia en el contexto energético de la próxima década, como solución integradora de las instalaciones renovables.

Para tal fin, el estudio comenzará por definir qué se entiende por hibridación renovable, describir qué beneficios y dificultades presenta, así como en profundizar en aquellas tecnologías híbridas de mayor interés, teniendo en consideración el portfolio

renovable actualmente instalado en España y las oportunidades que existen dentro del contexto de apoyo al desarrollo de esta tecnología, dentro del marco de subastas, o de recepción de ayudas a la inversión (europeas y nacionales). Con ello se realizará un análisis económico y regulatorio que nos permitirá establecer, el estado de situación en España y proponer próximos pasos que sigan facilitando el impulso a la hibridación renovable.



CONTEXTO Y ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN

El sector energético se encuentra inmerso en una progresiva y profunda transformación, motivada tanto por la necesidad de mitigación del cambio climático como por el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales.

En el caso de España, dicha transformación se inició a principios del s. XXI con la entrada en vigor del protocolo de Kioto, y se ha visto posteriormente acelerada por el Acuerdo de París (2015) y las estrategias de descarbonización a 2030 de la UE, las cuales se resumen por medio de los objetivos establecidos en el Winter Package (2016):

- 40% de reducción de las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero).
- 32% de energía renovable en el mix de energía final.
- 32,5% de mejora de eficiencia energética.

En este sentido, el marco regulatorio y político de la UE en materia de energía insta a los estados miembros a potenciar el uso de las energías renovables y a reducir sus emisiones netas de CO₂, por medio de medidas nacionales que se materializarán a través de los denominados "Planes Integrados de Energía y Clima".

España, siguiendo las directrices de la UE, remitió su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, cuyos objetivos a 2030 están alineados con los de la UE:

- 23% de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

En esta línea también se orienta la propuesta de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que se encuentra en fase de tramitación parlamentaria y que constituye una hoja de ruta hacia la neutralidad climática y la descarbonización de la economía española a 2050. La Ley de Cambio Climático y Transición Energética, junto con el PNIEC, constituirían los dos grandes pilares del Marco Estratégico de Energía y Clima para el periodo 2021-2030 en España. En ambas, la generación renovable constituye indudablemente uno de los elementos clave para alcanzar los objetivos de descarbonización perseguidos.

CRECIMIENTO ESPERADO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA

En 2019, el portfolio nacional de generación renovable alcanzó el 53,1% de la potencia instalada (58.524 MW de renovables sobre un parque total de 110.226 MW) y el 38,2% de la generación producida (99.530 GWh de renovables sobre una generación total de 260.798 GWh).

Estos indicadores, aunque representan un crecimiento de potencia instalada respecto al año anterior (+12,6% en potencia instalada y -1,0% en la cobertura de la demanda) quedan aún lejos de los escenarios objetivo a 2025 y 2030 propuestos por el PNIEC:

		Situación 2019	Objetivo 2025	Objetivo 2030
Potencia renovable	MW	58.524	89.503	122.679
	%	53%	67%	76%
Generación renovable	GWh	99.530	184.881	255.963
	%	38%	60%	74%

Tabla 1. Comparación parque renovable 2019 con escenarios objetivo de PNIEC.



Según se indica en el PNIEC, entre las distintas tecnologías renovables, se observa que son las tecnologías eólica y solar fotovoltaica las que se espera crezcan de manera más pronunciada, compensando la reducción de la

generación fósil (especialmente las tecnologías basadas en carbón), y de la generación hidráulica, que mantiene prácticamente constante su potencia instalada aunque reduce su cuota de participación en el sistema eléctrico nacional:

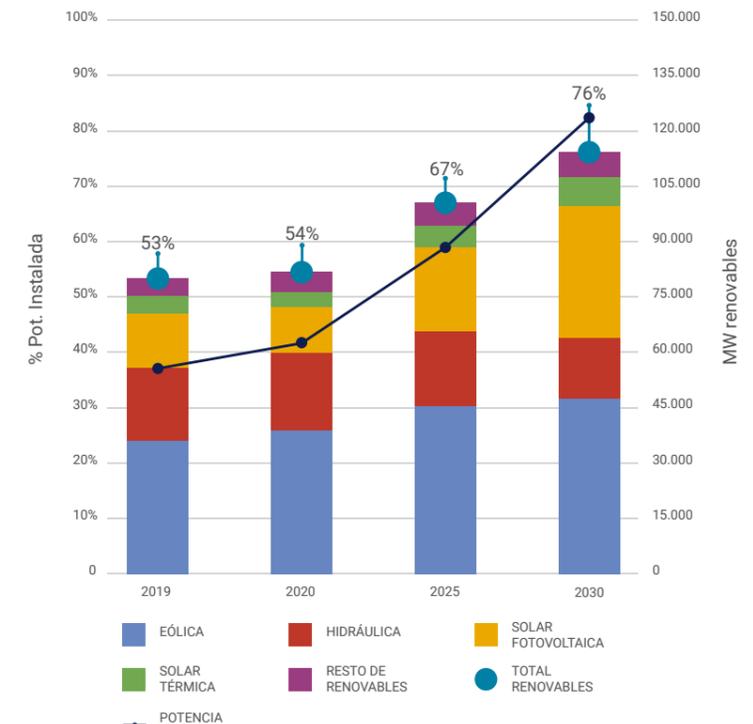


Gráfico 1. Evolución potencia renovable instalada 2019-2030.

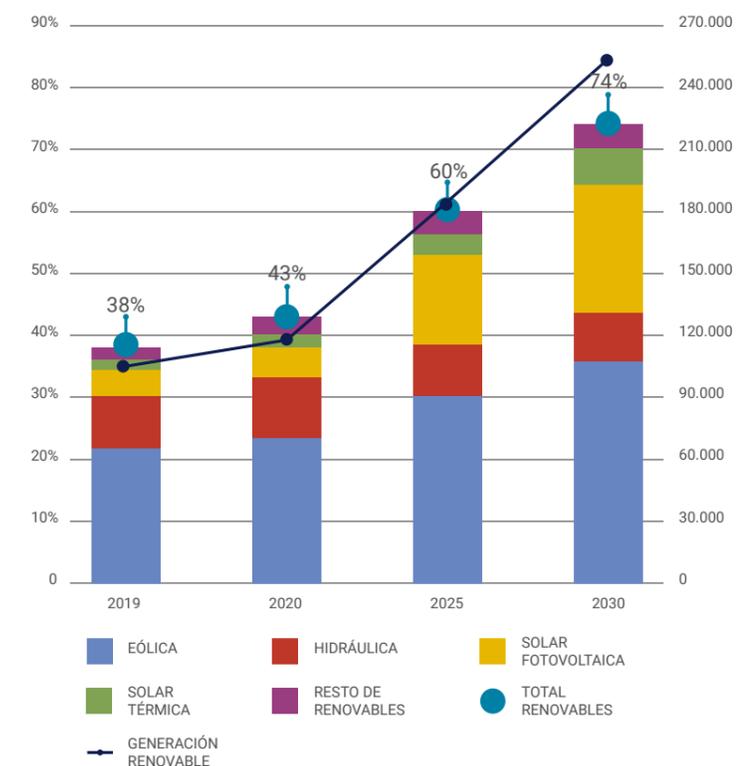


Gráfico 2. Evolución generación renovable 2019-2030.

A pesar de la crisis sanitaria y económica provocada por la pandemia de la COVID-19, las previsiones de crecimiento y cumplimiento de los objetivos marcados por el PNIEC, no se han visto alterados hasta la fecha.

Por ello, y en definitiva, la consecución de estos objetivos requerirá un amplio despliegue de nueva capacidad de producción renovable (factor multiplicador de 2,1 entre 2019 y 2030) y un aumento de su participación en el mix energético nacional (factor multiplicador de 2,6 entre 2019 y 2030) durante la próxima década.

IMPACTO DEL DESPLIEGUE DE RENOVABLES

Si bien el aumento de la participación de la capacidad de generación renovable constituye un vector estratégico fundamental para la descarbonización de la economía, el despliegue

previsto para la próxima década, puede provocar varios impactos en el funcionamiento del mercado y del sistema eléctrico, en el corto-medio plazo:

Burbuja en la solicitud de nuevos puntos de acceso y conexión a la red eléctrica

A raíz de los últimos datos publicados por REE sobre el estado de las solicitudes de conexión a la red, a la fecha de elaboración de este informe, se obtiene el siguiente estado de situación:

Solicitudes de acceso y conexión

TECNOLOGÍA	Generación en servicio	Concedidas con generación NO en servicio	En curso	Denegadas
	MW	MW	MW	MW
Eólica	26.559	25.885	22.856	18.024
Fotovoltaica	9.367	91.214	24.703	96.129
Solar térmica	2.302	48	150	0
Otras renovables	21.746	684	156	291
TOTAL	59.974	122.468	47.865	114.444

Tabla 2. Estado de las solicitudes de acceso y conexión de generación renovable a 31-10-2020.

Si bien se espera, que con la publicación del Real Decreto-ley 23/2020 que amparaba la renuncia a los derechos de conexión y recuperación de garantías, se hayan acogido a la misma unos 40 GW, la generación conectada más la generación con permiso de acceso concedido que aún no ha sido conectada a la red, ascendería, aun así, a alrededor de 142 GW, cifra que actualmente superaría los 122,7 GW renovables que el propio PNIEC marca en su escenario objetivo a 2030.

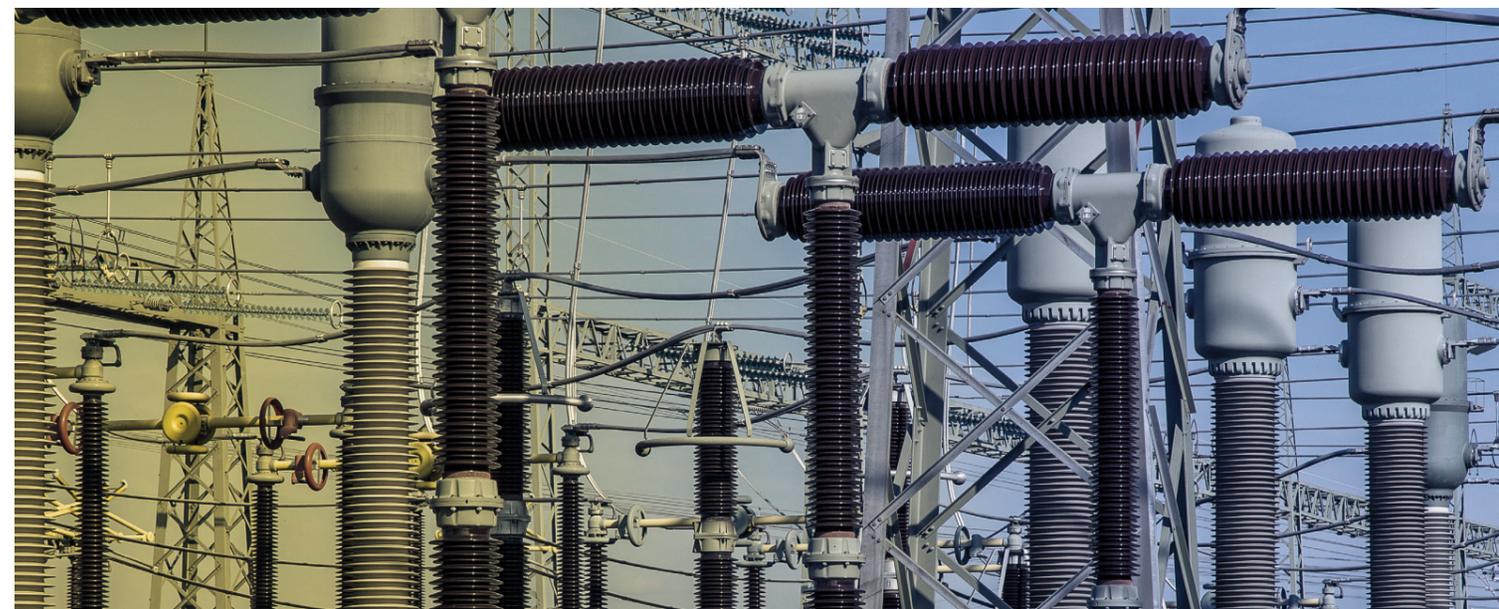
Sobrecargas en nodos de evacuación de la red eléctrica por exceso de generación renovable

La integración masiva de renovables en la red, puede producir escenarios de sobrecargas en ciertos nodos de la misma, produciendo la necesidad de incrementar sustancialmente las restricciones técnicas a las tecnologías renovables, quienes perderían parte de la energía producida.

Si bien, las inversiones en el desarrollo de la red y en las mejoras tecnológicas de la misma, permitirán paliar parte de la problemática descrita, muchas de ellas no irán acompañadas en el tiempo con la integración de renovables, lo que posibilitará resolver parte de la problemática descrita.

Es por ello que en el entorno sectorial se habla de “saturación” o “tendencia inflacionista” en las solicitudes de puntos de conexión, algunas de las cuales no van acompañadas de proyectos viables de instalaciones. De hecho, como se infiere de la Tabla 2, el 33,2% de las solicitudes han sido denegadas⁶.

De hecho, desde las empresas de distribución de red, se pide el levantamiento de los límites en los planes de inversión, los cuales se apalancan en una normativa descontextualizada (Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica), con el objetivo de poder adaptar la capacidad de las redes a la integración de renovables de forma paralela en el tiempo.



Modificaciones en la estructura del mercado eléctrico

El aumento de la participación de la generación renovable en el mix energético podría dar lugar tanto a modificaciones en la estructura del mercado como a variaciones considerables en sus precios: precio del mercado diario, precio de los servicios de ajuste, restricciones técnicas, etc. De acuerdo a algunas fuentes consultadas, el siguiente escenario entraría dentro de éstas hipotéticas modificaciones y variaciones:



1 Nuevos mercados

Reformas que incluyan la creación de nuevos mercados, como por ejemplo, un mercado de capacidad y sus correspondientes mercados intermedios para el ajuste de posiciones entre los participantes, que evite duplicidades en la capacidad del sistema y permita también la participación del lado de la demanda, garantizando en todo momento el suministro eléctrico.



2 Descenso del precio del mercado mayorista (pool)

Debido al elevado número de instalaciones renovables ofertando en horas de alta producción, puede darse la situación que todas ellas, intenten garantizar la casación de su producción, ofertando energía barata en el mercado (precio aceptante) y que cubran el 100% de la demanda, produciendo escenarios de precios muy bajos e incluso negativos, hecho que ya se produce en otros mercados con alta penetración de renovables.

La posibilidad de esta tendencia se ha visto intensificada con los escenarios vividos durante los meses de pandemia, donde la demanda se vio reducida drásticamente por el parón de la economía, alineada con una caída en precio del petróleo y una mayor aportación de las fuentes de energía a coste 0 en términos porcentuales.



3 Incremento del precio de servicios de ajuste

La variabilidad e intermitencia de los recursos renovables, incrementa la variabilidad del hueco térmico, lo que puede dificultar y encarecer la prestación de servicios de flexibilidad a la operación del sistema.

En este hipotético escenario, los generadores podrían ver reducidos sus ingresos debido al descenso del precio del mercado, la incapacidad de programar toda la energía producida y la dificultad, en términos de previsión y disponibilidad, para participar en servicios de ajuste. En este contexto, hay que añadir otras problemáticas ya existentes, como es

el bajo factor de carga que presentan algunas tecnologías renovables, generando el llamado "hueco" o capacidad de evacuación autorizada y no utilizada en los puntos de conexión a la red. De cara a ilustrar esta problemática y atendiendo al parque renovable en 2018 y 2019, el factor de carga promedio ponderado fue del 20,9%:

	Potencia instalada (MW)		Generación (GWh)		Factor de carga
	2018	2019	2018	2019	Promedio
Eólica	23.545	25.687	49.582	54.238	24,1%
Hidráulica	17.046	17.085	34.117	24.712	19,7%
Fotovoltaica	4.712	8.870	7.766	9.240	19,7%
Solar térmica	2.304	2.304	4.424	5.166	23,8%
Resto de renovables	4.378	4.577	6.449	6.173	16,1%
TOTAL	51.985	58.524	102.338	99.530	20,9%

Tabla 3. Factor de carga promedio del parque renovable en 2018 - 2019.

La mejora del factor de carga, podría no solo mejorar el aprovechamiento de instalaciones existentes, sino que podría ayudar a paliar los impactos descritos previamente.

LA HIBRIDACIÓN RENOVABLE

En este contexto de gran incremento y participación de la generación eléctrica renovable, adquiere especial relevancia la posibilidad de desarrollar instalaciones híbridas renovables.

Las instalaciones híbridas renovables, se entienden como aquellas instalaciones que combinan dos o más tecnologías de generación renovable y/o sistemas de almacenamiento, y que proporcionan soluciones a la problemática descrita:

Mejora del factor de carga de la instalación y del aprovechamiento de la capacidad asignada en el punto de conexión.

Reducción de sobrecargas en la red.

Desarrollo de capacidades para la participación en servicios de ajuste.

Reducción de las solicitudes de nuevos puntos de conexión.

Reducción del impacto ambiental mediante el aprovechamiento de los emplazamientos y las infraestructuras ya existentes.

La hibridación renovable constituye una solución tecnológica que no solo facilitaría de una manera más eficiente la integración masiva de renovables en el sistema eléctrico prevista para 2030, sino

que también permitiría a las compañías generadoras optimizar el aprovechamiento de sus puntos de conexión y permisos de acceso a la red.



MODELOS DE HIBRIDACIÓN RENOVABLE

- ¿En qué consiste la hibridación renovable?
- Tecnologías de hibridación renovable
- Impacto del despliegue de renovables
- Beneficios y retos de la hibridación renovable

¿EN QUÉ CONSISTE LA HIBRIDACIÓN RENOVABLE?

Históricamente, el concepto de hibridación en la generación no ha sido definido de una manera específica y abierta, habiendo estado limitado a combinaciones concretas de tecnologías de generación hasta las últimas reformas legislativas.

El primer acercamiento al concepto de hibridación en nuestro marco regulatorio se da en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Aunque no mencionaba explícitamente el concepto de “instalación híbrida”, establece por primera vez la posibilidad de utilizar equipos auxiliares de gas natural o propano destinados al mantenimiento de la temperatura del acumulador de calor en instalaciones termosolares.

La primera definición expresa, no obstante, se da en el vigente Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este define, en su Artículo 4, las tipologías de instalaciones híbridas incluidas dentro del régimen retributivo específico:

Hibridación tipo 1: hibridación de instalaciones que incorporen dos o más combustibles correspondientes a los grupos b.6 y b.8 (instalaciones de generación eléctrica o cogeneración que utilizan biomasa como combustible), así como a los licores negros del grupo c.2.

Hibridación tipo 2: hibridación de instalaciones termosolares con instalaciones de biomasa de los grupos b.6, b.7 y b.8.

La definición dada por el Real Decreto 413/2014 permanece inalterada hasta la publicación del Real Decreto 1183/2020, que añade a los dos supuestos anteriores una tercera posibilidad, abriendo así la mano a que bajo el concepto de hibridación puedan darse combinaciones de cualquiera de las tecnologías de generación que utilice como energía primaria una energía renovable no fósil:

Hibridación tipo 3: Aquella instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico a la que se incorpore una tecnología renovable de las definidas en los grupos y subgrupos de la categoría b) del artículo 2. No se considerarán hibridaciones tipo 3 aquellas instalaciones cuyas características hagan que puedan ser consideradas de tipo 1 o tipo 2.

Este cambio de paradigma, flexibiliza el concepto de hibridación permitiendo la transición de un modelo cerrado que combinaba generación eléctrica y térmica, a un modelo mucho más abierto que permite hacer combinaciones de otras tecnologías, como pueden ser: geotermia y fotovoltaica, termosolar y fotovoltaica o termosolar y gases renovables (biogás, biometano, gas de síntesis), etc. Esta apertura, además, va en consonancia con proyectos piloto y proyectos a escala comercial, que apuestan por la hibridación y que se están dando actualmente.

Proyectos de hibridación eléctrica y térmica

Geotermia y fotovoltaica	En 2017, Enel Green Power pone en marcha la instalación Stillwater en Nevada (USA) la primera instalación del mundo que hibrida 32 MW de energía geotérmica, 23 MW de fotovoltaica y 2 MW de termosolar. Este tipo de hibridación también tiene un enorme potencial a pequeña escala para satisfacer la demanda eléctrica y térmica en viviendas, PYMES o industrias.
Termosolar y fotovoltaica	El consorcio EDF, Abu Dhabi Future Energy Company-Masdar y Green of Africa será adjudicatario del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la central híbrida de 800 MW Noor Midelt I en Marruecos, que se prevé entre en operación en 2022.
Termosolar y gases renovable	Destaca el prototipo demostrador HYSOL desarrollado en 2016 y ubicado en Ciudad Real, que buscaba demostrar la viabilidad comercial de la hibridación de termosolar con biometano. El proyecto fue cofinanciado por la Comisión Europea y contó con la participaban de ACS-Cobra, universidades y centros de investigación europeos.

Tabla 4. Ejemplos tecnologías hibridación eléctrica y térmica.



En el contexto del presente estudio, y para alinear el resultado del documento con los últimos cambios normativos, se entenderá por **instalación híbrida eléctrica renovable** aquella en la que operan

conjuntamente dos o más tecnologías de generación eléctrica renovable (incluido almacenamiento) compartiendo punto de acceso y conexión a la red eléctrica o a la red interna de un consumidor.

Una instalación híbrida, bajo esta definición, quedará definida con los siguientes elementos fundamentales:



Uno o varios módulos de generación de energía a partir de fuentes de energía renovable, o un módulo de almacenamiento de energía.



Un sistema inteligente de gestión para el control de la producción eléctrica, la operación conjunta de las plantas de generación, el balance de producción entre ellas y la prioridad de vertido de energía a la red en función de las señales de precio del mercado y la disponibilidad de los recursos renovables.



Un mismo punto de acceso y vertido a la red, o varios si éstos actúan de manera dependiente y coordinada bajo el mismo sistema de gestión y control.

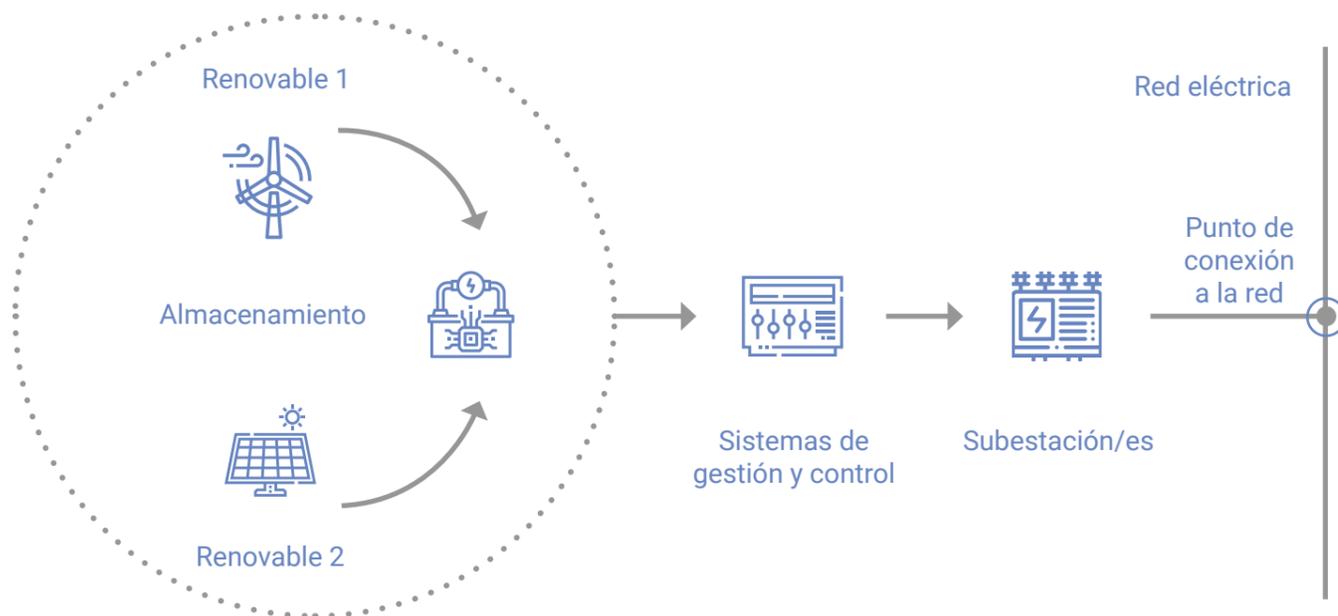


Figura 1. Esquema de instalación híbrida renovable.

De forma general, las instalaciones híbridas pueden clasificarse atendiendo a varios criterios:

Según el tipo de conexión a la red:

Instalaciones on-grid: entendiéndose como aquellas instalaciones que disponen de punto de conexión a través del cual vierten su producción a la red de transporte o distribución.

Instalaciones off-grid: entendiéndose como aquellas instalaciones no conectadas a la red eléctrica cuya producción está destinada a garantizar la autosuficiencia energética de un gran consumidor (por ejemplo consumidores industriales) o de una agregación de consumidores (microgrids, sistemas aislados, etc.).

Según el tipo de proyecto:

Proyectos brownfield: instalación e hibridación de nuevas plantas renovables a otras ya existentes y en operación.

Proyectos greenfield: diseño, instalación y operación desde el inicio de nuevas plantas renovables que serán hibridadas.



TECNOLOGÍAS DE HIBRIDACIÓN RENOVABLE

La hibridación de tecnologías renovables adquiere sentido cuando sus perfiles de generación pueden complementarse, ya sea por la complementariedad de los recursos renovables o por la utilización de tecnologías 100% gestionables como biomasa o almacenamiento, mitigando la variabilidad e intermitencia inherentes a los propios recursos renovables.

Teniendo en consideración dicha capacidad de acoplamiento, así como el parque renovable actualmente instalado en España y las perspectivas de evolución a 2030, proporcionadas por el PNIEC, el presente estudio se centrará en analizar la hibridación de las siguientes tecnologías renovables:



Hibridación de eólica y fotovoltaica



Hibridación de minihidráulica y fotovoltaica



Hibridación de biomasa y solar (fotovoltaica o termosolar)



Hibridación de tecnología renovable y almacenamiento

A continuación se desarrollan las tecnológicas seleccionadas, describiendo sus perfiles de generación, sus fundamentos tecnológicos y las ventajas obtenidas de su hibridación:



Hibridación de eólica y fotovoltaica

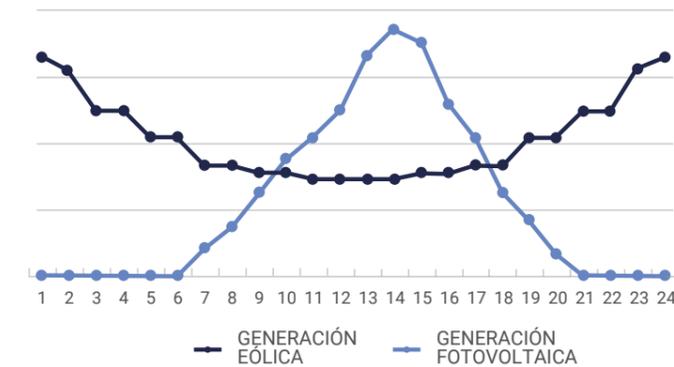
Pese a que ambas tecnologías se basan en recursos renovables no gestionables, sus perfiles de generación presentan una buena complementariedad tanto a escala horaria como a escala mensual:

- Escala horaria: el perfil de generación eólica presenta, en términos generales, valores máximos durante el crepúsculo así como un valle en las horas centrales del día. El fotovoltaico,

por el contrario, existe únicamente durante las horas de sol, alcanzando su máximo a mediodía.

- Escala mensual: debido a la propia disponibilidad del recurso renovable, el recurso eólico es, por lo general, superior en las estaciones frías, mientras que el recurso solar lo es en las estaciones cálidas.

Perfiles de generación diarios (MWh)



Perfiles de generación anuales (MWh)

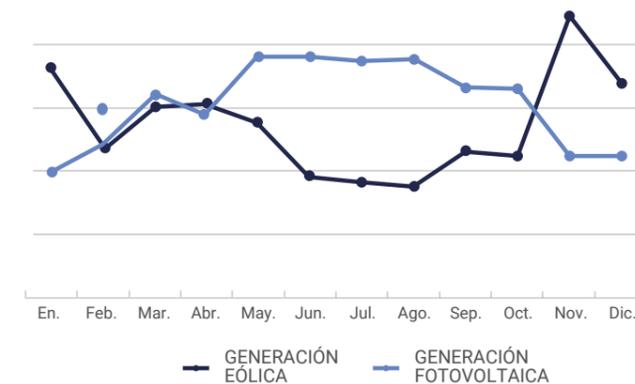


Figura 2. Perfil de generación eólico y fotovoltaico según los perfiles nacionales.

Si comparamos los perfiles medios de generación de ambas tecnologías, podemos observar que están inversamente correlacionados tanto a escala diaria como anual.

Conocer el grado de correlación inversa entre los perfiles puede ayudar a determinar parámetros críticos de la instalación como pueden ser la potencia instalable de la nueva planta o el nivel de pérdidas de la instalación híbrida. De hecho, estos parámetros están relacionados entre sí, es decir, una mayor potencia instalada en la nueva planta incrementa el nivel de pérdidas de la instalación híbrida en su conjunto, especialmente en aquellos momentos de disponibilidad simultánea de recurso eólico y solar.

No obstante, este efecto puede mitigarse mediante un correcto estudio de viabilidad que permita optimizar la hibridación tecnológica, garantizando la correlación inversa, a través de factores como: el efecto de las sombras de los aerogeneradores, selección de emplazamiento o la optimización del punto de conexión y de la capacidad instalada, dentro del rango de pérdidas asumible y esperado bajo los modelos de previsión.

Actualmente ya existen proyectos híbridos de eólica y fotovoltaica en operación en países como Australia, India, EEUU y China, muchos de ellos incorporando sistemas de almacenamiento. De la misma forma, existen proyectos híbridos a nivel europeo, ya sea en construcción o en operación, destacando aquellos desarrollados por Vattenfall.

Proyectos híbridos internacionales

	<p>Asian Renewable Energy Hub, consorcio formado por InterContinental Energy, CWP Energy Asia, Vestas y Macquarie, está desarrollando uno de los proyectos de mayor envergadura a nivel mundial.</p> <p>El proyecto, prevé instalar 15.000 MW en Western Australia, para su posterior exportación a Asia a través de Indonesia y Singapur. El proyecto pretende además aprovechar la generación renovable para producir hidrógeno verde mediante electrolisis.</p> <p>Se espera que la construcción comience en 2023/2024 y la generación eléctrica a partir de 2025.</p> <p>Iberdrola está desarrollando una planta híbrida eólica-fotovoltaica de 320 MW en South Australia. Se espera que la planta inicie su operación en 2021 y ha tenido un coste aproximado de 310 M€.</p>
	<p>En 2019, el Operador del Sistema de California, CAISO, recibió numerosas solicitudes de conexión de proyectos híbridos de tipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Renovable + batería. • Eólica + fotovoltaica + batería. <p>Concretamente, sobre el total de solicitudes (85,6 GW), el 41% (35,4 GW) correspondieron a proyectos híbridos.</p> <p>De hecho, en el desierto de Mojave, ya existen instalaciones híbridas de eólica y fotovoltaica a escala comercial. La dimensión de las instalaciones eólicas oscila entre los 20 -170 MW.</p>
	<p>India ya cuenta con proyectos en operación, como por ejemplo la instalación de 50 MW eólicos y 28 MW fotovoltaicos en Kavithal, desarrollado por Siemens Gamesa y Hero Future Energies.</p>
	<p>En el contexto europeo existen algunos proyectos en Grecia, orientados al suministro energético insular, así como en Reino Unido y Holanda, donde destacan respectivamente los parques híbridos de Cynog Park (3,6 MW de eólica y 4,95 MW de fotovoltaica en operación) y de Haringvliet (21 MW de eólica, 31 MW de fotovoltaica y 12 MW de almacenamiento, cuya operación está prevista para 2020), ambos desarrollados por Vattenfall.</p>

Tabla 5. Proyectos internacionales destacados hibridación eólica y fotovoltaica.

Finalmente, aunque en España existen varios proyectos, todos son de pequeño tamaño y a modo de prueba:

Proyectos híbridos en España

<p>La Muela <i>Siemens Gamesa</i></p>	<p>1 MW eólica + 0,245 MW fotovoltaica + 0,4 MW batería Li-Ion. Se trata de un prototipo off-grid que además se complementa con grupos diésel de apoyo.</p>
<p>Granja Cas de Pedro <i>EDF Solar</i></p>	<p>0,35 MW eólico + 0,05 MW fotovoltaica, actualmente en operación. Instalación de autoconsumo híbrido fotovoltaico – eólico aislado.</p>
<p>Janda III <i>EDPR y Vestas</i></p>	<p>3 MW eólico + 0,372 MW fotovoltaica. Se trata de un proyecto prototipo.</p>

Tabla 6. Proyectos nacionales destacados hibridación eólica y fotovoltaica.



Hibridación de minihidráulica y fotovoltaica

Las centrales minihidráulicas son instalaciones hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW, que utilizan la energía mecánica de un curso de agua para la producción de electricidad. En consecuencia, su potencia depende del caudal que pueda turbinar y de la diferencia de cotas a la entrada y la salida de la central (salto de agua).

Actualmente la potencia instalada de este tipo de centrales en España es de 2.300 MW, que representa el 13,5% sobre la potencia hidráulica convencional y mixta, que ascendía a 17.085 MW en 2019.

Las centrales minihidráulicas están muy condicionadas por las características climatológicas, hidrológicas, geológicas y topográficas de su emplazamiento. Precisamente en función de su emplazamiento, se distinguen varias tipologías de centrales:

- **Centrales fluyentes:** aprovechan los saltos de agua y el desnivel a lo largo del cauce de un río, capturando parte de su caudal para ser turbinado en la

central hidroeléctrica y posteriormente reconduciendo dicho caudal al río. Este tipo de centrales cuentan con un salto prácticamente constante, y su capacidad de generación depende directamente de la hidrología. En este sentido, las centrales de agua fluyente no poseen capacidad de regulación del caudal a turbinar, el cual puede ser muy variable o verse muy reducido en épocas de sequía, acentuadas por los efectos del cambio climático.

- **Centrales de pie de presa:** entendiéndose como aquellas instalaciones que disponen de punto de conexión a través del cual vierten su producción a la red de transporte o distribución. A diferencia de las centrales de agua fluyente, este tipo de instalaciones permiten una regulación total del caudal a turbinar por medio de un mecanismo de válvula, que admite o cierra el paso del agua embalsada. En consecuencia, estas centrales suelen emplearse para el suministro eléctrico durante las horas punta de consumo.

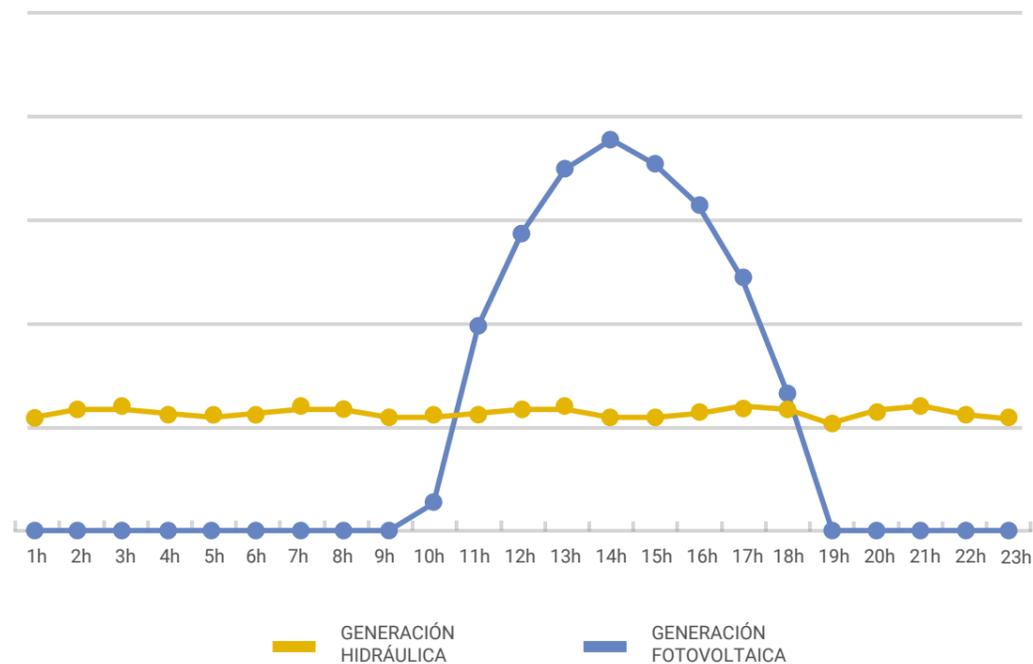
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento: existen dos tipologías de centrales, aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal, y que conducen y posteriormente devuelven mediante una tubería forzada parte de su caudal para ser turbinado, y aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano, turbinando las aguas excedentes en el canal.

Como puede desprenderse de la descripción de las distintas tecnologías, el perfil de las centrales minihidráulicas puede ser muy irregular y depende en gran medida de los niveles de hidraulicidad y del caudal de los ríos y canales de los que se nutre, especialmente en aquellas de tipo fluyente.

En este sentido, la reducción de recursos hídricos en años de sequía (como por ejemplo ocurrió en 2017), podría disminuir en gran medida las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales existentes.

Debido a lo anterior, la hibridación de instalaciones minihidráulica con centrales fotovoltaicas podría constituir una solución a esta problemática, mejorando el factor de carga e incrementando las horas en que el conjunto de la instalación vierte energía en su punto de conexión a la red.

Perfiles de generación diarios (MWh)



Perfiles de generación anuales (MWh)

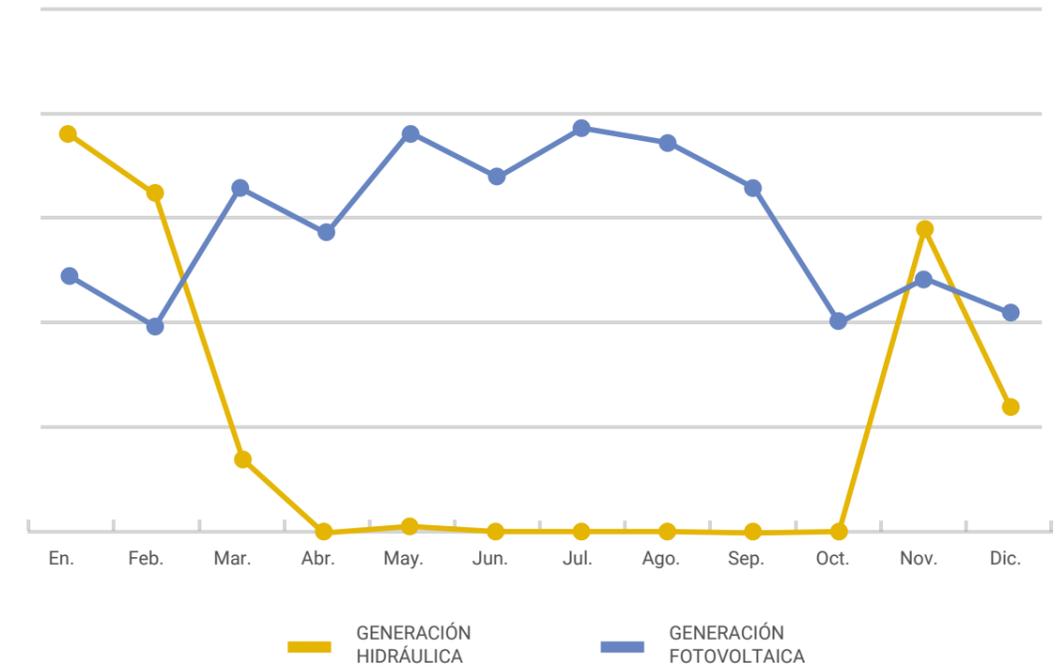


Figura 3. Perfil de generación mini-hidráulico y fotovoltaico.

No obstante a lo anterior, la generación minihidráulica actualmente se enfrenta a la problemática suscitada por la finalización de las concesiones de aguas para uso hidroeléctrico, que, según la Ley de Aguas "revertirán a la Administración competente, gratuitamente y libres de cargas, cuantas obras hubieran sido construidas dentro del dominio público hidráulico para la explotación del aprovechamiento". Esto se una a las barreras asociadas a la construcción de nuevas instalaciones minihidráulicas como consecuencia de:

- Las dificultades temporales y administrativas en el proceso para la obtención o renovación de la concesión de aguas para uso hidroeléctrico, la cual puede alargarse hasta 10 años al requerirse una Declaración de Impacto Ambiental favorable, por parte del organismo.

- El rechazo a la construcción de nuevas instalaciones por parte de la sociedad y de algunos organismos de cuencas hidrográficas debido a un impacto ambiental.

Por todo ello, si bien la hibridación con tecnología fotovoltaica podría optimizar el aprovechamiento de las instalaciones minihidráulicas y de red existentes, potenciando a su vez una renovación tecnológica, de acuerdo a lo descrito en el punto 1.9 del PNIEC, es necesario agilizar y adecuar los procesos de concesión de los puntos para evitar su abandono o desuso.



Hibridación de biomasa y solar (fotovoltaica o termosolar)



A diferencia de la hibridación eólica y fotovoltaica, la hibridación de biomasa con tecnologías solares no se fundamenta tanto en la complementariedad de los perfiles de generación, sino más bien en las sinergias generadas entre ambas.

Las centrales solares, ya sean fotovoltaicas o termosolares, poseen perfiles de generación asociados al recurso solar, dando lugar a bajos factores de carga. Por contra, las tecnologías basadas en la combustión de la biomasa,

son tan gestionables como cualquier central térmica convencional, y su perfil de generación se vería únicamente acotado por el suministro de combustible o por las horas máximas de funcionamiento establecidas en la regulación, las cuales han sido recientemente ampliadas de 6.500 a 7.500 horas.

La hibridación de ambas tecnologías daría lugar a dos soluciones de interés sobre el parque instalado:

A. Hibridación de centrales termosolares existentes con calderas de biomasa

Las centrales termosolares concentran la radiación solar en un área reducida para calentar un fluido térmico. Posteriormente, ésta energía térmica es aprovechada en un ciclo de potencia para generar electricidad. Además, las termosolares pueden incorporar o no sistemas de almacenamiento térmico:

- Termosolares sin almacenamiento térmico: Su perfil de generación estaría necesariamente asociado a las horas de sol, y resultaría análogo al de las plantas fotovoltaicas sin baterías.
- Termosolares con almacenamiento térmico: Son capaces de almacenar durante horas los excedentes térmicos producidos en momentos de máxima irradiación, ya sea mediante sales fundidas, aceites térmicos o almacenamiento directo de vapor, para su posterior conversión a electricidad. Actualmente, la tecnología más utilizada es la de sales fundidas debido a su eficiencia y a su capacidad de almacenamiento. Aunque el

almacenamiento térmico encarece la instalación termosolar, también permite reducir la dependencia del recurso solar, flexibiliza la gestión de la central y aumentar su factor de carga.

No obstante, en cualquier caso, las centrales termosolares requieren de altos niveles de irradiación para una operación óptima, llegando incluso a parada en días nublados, presentan ineficiencias en sus arranques y paradas y requieren una gran superficie disponible en sus emplazamientos.

Estos inconvenientes, podrían ser en gran medida mitigados mediante la hibridación de las centrales termosolares existentes con calderas de biomasa, las cuales permitirían transferir energía térmica al fluido caloportador, al sistema de almacenamiento térmico o directamente al bloque de potencia. De esta forma, la instalación híbrida podría generar electricidad mediante la combustión de biomasa incluso cuando no se disponga de irradiación solar. Entre las ventajas de esta hibridación destacan:

- Reducción de la dependencia del recurso solar y de las paradas producidas por la aparición de nubosidad.
- Aumento del factor de carga de la instalación y mejora del rendimiento térmico mediante el sobrecalentamiento del vapor.
- Posibilidad de trabajar en régimen continuo de operación, utilizando la energía solar durante el día y la combustión de biomasa durante la noche, reduciendo de esta forma el número de arranques/paradas de la turbina de vapor, mejorando su eficiencia, alargando su vida útil y reduciendo sus costes de mantenimiento.
- Mejora de la capacidad de gestión de la producción sin necesidad de ampliar la capacidad de almacenamiento térmico.
- Mejora en el aprovechamiento del recurso solar, posibilitando operar por debajo del mínimo técnico de la turbina pues el calor necesario es aportado por la caldera de biomasa.
- Los costes de la caldera de biomasa no resultarían excesivos en plantas termosolares que ya cuentan con calderas auxiliares de gas natural para mantener la temperatura del acumulador.
- Frente a las calderas auxiliares de gas natural, la caldera de biomasa reduciría las emisiones de CO₂ y garantizaría precios más estables no sujetos a las variaciones de los combustibles fósiles.

Con respecto a la potencia a hibridar, debe establecerse un rango de potencias en el que la potencia inferior proporcione el mínimo de coste-eficiencia, y la potencia superior permita garantizar el abastecimiento de combustible de biomasa.

En lo relativo a proyectos híbridos de termosolar con calderas de biomasa en el extranjero, se han detectado pocos proyectos relevantes fuera del ámbito teórico, probablemente producido por el

aún reducido despliegue de la tecnología termosolar fuera de España (país que cuenta con el 73% de la potencia en operación a nivel mundial (2.304 MW en 2019). No obstante, países como EEUU (23% de la potencia mundial en operación y 56% de la potencia en construcción), Egipto, Marruecos o Emiratos Árabes, que prevén comenzar a operar la mayor planta termosolar del mundo (700 MW) a finales de 2020, podrían desarrollar proyectos híbridos en el corto-medio plazo.

Proyectos híbridos en España	
Cogeneración Biocen S.A.	Un ejemplo de hibridación eléctrica y térmica es la instalación de Cogeneración Biocen, S.A., ubicada en Burgos, que combina 5 MW de biomasa y 0,5 MW de fotovoltaica para satisfacer la demanda eléctrica y térmica (vapor, calor y frío) de la mayor planta de fabricación cosméticos de L'Oreal, S.A. en España.

Tabla 8. Proyectos nacionales destacados hibridación biomasa y fotovoltaica.

Proyectos híbridos en España	
Les Borges Blanques	En 2013, Abantia, Comsa Emte y el Instituto Catalán de Energía invirtieron 160 M€ para la instalación en Lleida de la primera planta híbrida a nivel mundial que combina biomasa y termosolar (colectores parabólicos). La planta, Les Borges Blanques, cuenta con una potencia de 25 MW y una capacidad de generación de 98 GWh/año.
ENCE	<p>Ence está desarrollando una instalación híbrida en Puertollano:</p> <ul style="list-style-type: none"> En 2018, Ence compró a Iberdrola el 90% de una planta termosolar de 50 MW por 140 M€. En 2020, Ence ha inaugurado una planta de biomasa colindante de 50 MW y 325 GWh/año, para la que ha invertido unos 40 M€. <p>Ence está estudiando el potencial de hibridación de ambas tecnologías, y estima que la generación anual podría pasar de 68 GWh termosolares a 190 GWh de biomasa y termosolar. Además, ha manifestado la intención de hibridar otras tres plantas termosolares en Andalucía que suman 75 MW.</p>

Tabla 7. Proyectos nacionales destacados hibridación biomasa y termosolar.

B. Hibridación de fotovoltaicas con calderas de biomasa

La hibridación de biomasa con fotovoltaica se fundamenta en el mismo principio que la hibridación con termosolar sin almacenamiento: la planta de biomasa, de generación gestionable, complementa a la fotovoltaica durante los periodos sin recurso solar.

En cuanto a proyectos híbridos on-grid, se ha detectado un menor número de referencias que en proyectos de biomasa y termosolar, para los cuales, como se ha descrito, la hibridación genera favorables sinergias. No obstante, sí se encuentran

instalaciones híbridas con fotovoltaica para aplicaciones off-grid, destinadas al suministro de un gran consumidor industrial, las cuales suelen implicar también hibridación térmica, o bien se destinan a la electrificación de zonas rurales y el abastecimiento en sistemas energéticos aislados. En estos últimos casos, para garantizar el suministro eléctrico, los sistemas híbridos suelen además emplear generadores diésel o almacenamiento como sistemas de respaldo.

Hibridación de tecnología renovable y almacenamiento

Como se ha descrito previamente, el perfil de generación de las tecnologías renovables como la eólica o la solar fotovoltaica dependen de la disponibilidad de recurso natural no gestionable. Por el contrario, los sistemas de almacenamiento, aunque dependen de la generación renovable en su carga, son completamente gestionables en su descarga.

En consecuencia, al hibridar una o

varias tecnologías renovables con una tecnología de almacenamiento, no sólo se adquiere capacidad de gestión de la instalación, sino que también se incrementa su eficiencia, se aplanan su perfil de generación y se maximiza el aprovechamiento del recurso natural, pudiendo desplazar los excedentes de generación de momentos de máxima disponibilidad de recurso y baja demanda a momentos de pico de demanda y escasa disponibilidad de recurso.

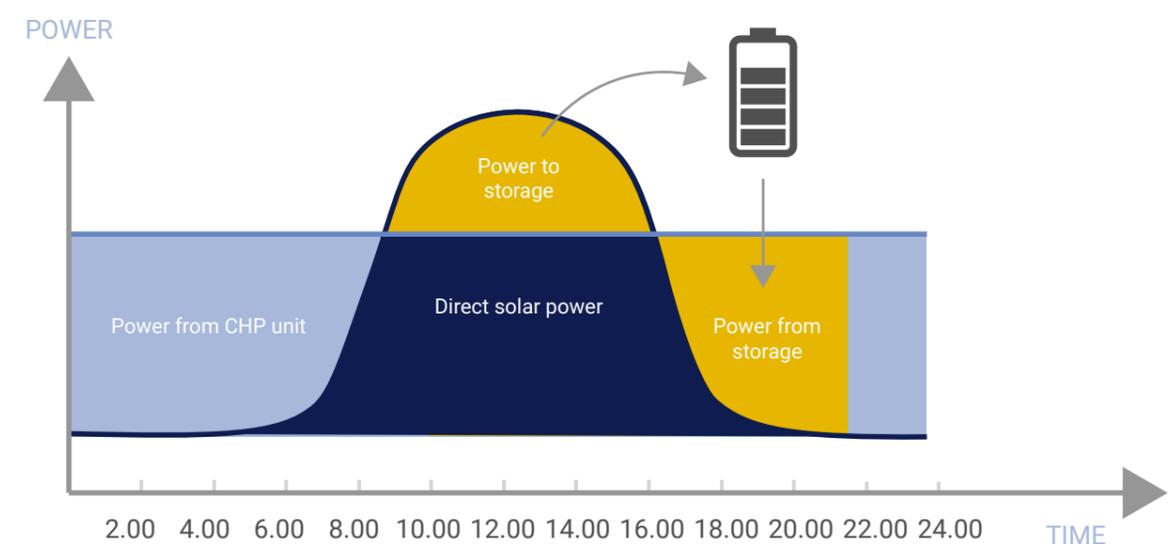
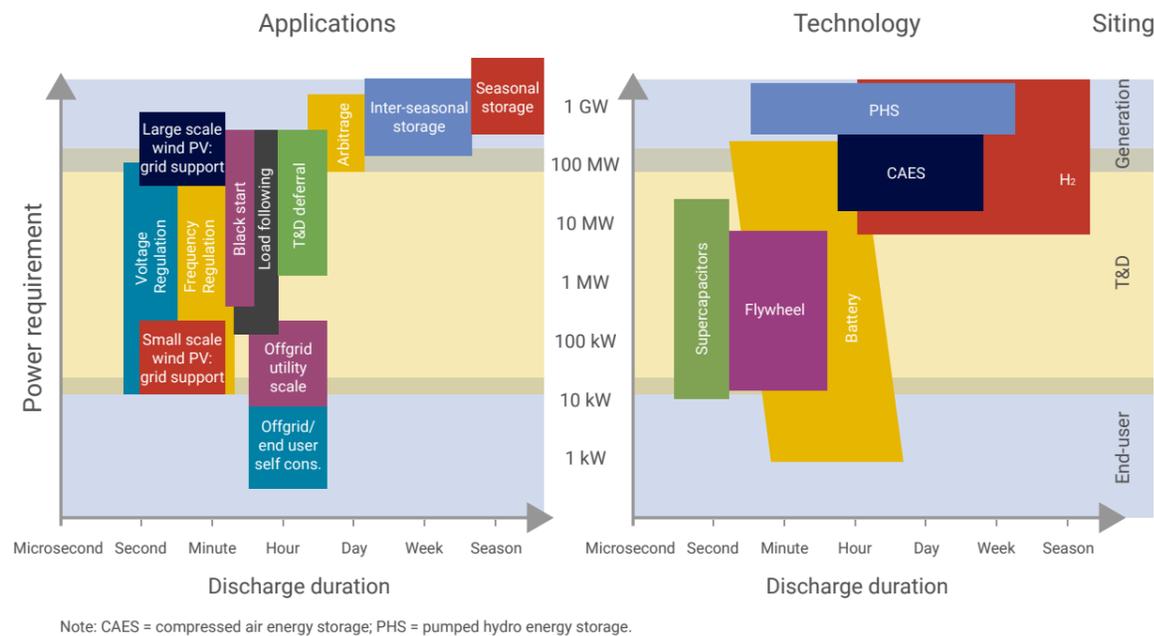


Figura 4. Desplazamiento de la generación fotovoltaica mediante almacenamiento.

Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento dotarían a las instalaciones híbridas de la capacidad de participar en servicios de ajuste, lo cual supondría una fuente de ingresos adicionales para los generadores renovables y una previsible reducción del coste de estos servicios.

Actualmente existen numerosas tecnologías de almacenamiento:

bombeo hidráulico (PHS), baterías Li-Ion, baterías basadas en plomo, baterías de flujo REDOX, baterías azufre-sulfuro, volantes de inercia (Flywheel), sistemas de aire comprimido (CAES), Zinc-air, supercondensadores, generación de hidrógeno, etc.; las cuales, según sus características de capacidad (MW) y duración de descarga, son más apropiadas para unas aplicaciones u otras:



Nota: CAES = compressed air energy storage; PHS = pumped hydro energy storage.

Figura 5. Tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones.

Con respecto al uso de estos sistemas a nivel mundial, el almacenamiento grid-scale se ha incrementado anualmente un 64%, pasando de 0,1 GW instalados en 2013 a 1,3 GW en 2019, y siendo la batería Li-Ion la tecnología más utilizada, la cual supone el 88% de los sistemas de almacenamiento instalados. Como se puede observar en la Figura 4, esta tecnología es capaz de almacenar energía durante intervalos de minutos/horas, posibilitando su participación en servicios de red, regulación de tensión y frecuencia, seguimiento de carga, etc.

Otra forma emergente de almacenamiento es la producción de hidrógeno (H2) verde, entendido como aquel que se produce

mediante electrólisis a partir de energía renovable. Aunque países como Australia o Chile se están posicionando como exportadores de hidrógeno verde en el mercado internacional, no se espera que su tecnología sea competitiva antes de 2030/2035. Para ello, es preciso que el precio de la electricidad renovable, que supone más del 60% de los costes de producción del H2 verde, y sus costes de transporte por barco o tubería sean competitivos en relación a los costes asociados a la producción local de H2 fósil en futuros países demandantes como Corea del Sur, China o Japón.

Con respecto a los proyectos existentes, la hibridación de renovables y almacenamiento supone un ahorro de costes de la instalación que, en el caso de la fotovoltaica se estima entre el 7%-8%. Aunque su desarrollo se encuentra

aún en estado incipiente debido, entre otros motivos, al todavía elevado coste de los sistemas de almacenamiento, sí se observa un número creciente de proyectos a escala internacional.

Proyectos híbridos internacionales	
Vattenfall	El parque Pen y Cymoedd ubicado en Gales es una de las mayores instalaciones híbridas de UK. El parque, de 228 MW eólicos y baterías Li-Ion de 22 MW, es capaz de satisfacer la demanda eléctrica del 15% de los hogares de Gales. Además, el parque proporciona el servicio "Enhanced Frequency Response" al operador de red, requiriendo respuesta de 1 segundo para el mantenimiento de la frecuencia en 50 Hz. El parque entró en operación en 2017 y su inversión estimada fue de 220 M€.
NextEra Energy Resources	El proyecto, ubicado en Oklahoma (EEUU) y previsto para 2023 constituiría la mayor instalación que hibrida generación eólica (250 MW), fotovoltaica (250 MW) y baterías (200 MW). En paralelo, la compañía está desarrollando en Oregon (EEUU) otro proyecto similar previsto para 2021: eólica (300 MW), fotovoltaica (50 MW) y baterías (30 MW).

Tabla 9. Proyectos internacionales destacados hibridación renovable y almacenamiento.

Proyectos híbridos en España	
Iberdrola	La compañía tiene planificado el desarrollo de las dos primeras plantas fotovoltaicas con almacenamiento: 100 MW en Puertollano II (Ciudad Real) y 150 MW en el complejo Campo Arañuelo (Extremadura). En 2019, Iberdrola solicitó autorización administrativa y declaración de impacto ambiental para el parque eólico IFARA ubicado en Tenerife, que cuenta con 21 MW de potencia eólica y 12 MW de baterías Li-Ion, constituyendo el primer proyecto comercial de esta tecnología desarrollado en España. El presupuesto del proyecto supera los 21 M€.
Acciona	En 2017, ACCIONA Energía puso en marcha en Barásoain (Navarra) la primera planta híbrida de almacenamiento con baterías Li-Ion integrada en un parque eólico (3 MW) conectado a la red en España.
Gorona del Viento	En 2014 se inaugura la central hidro-eólica de Gorona del Viento con el objetivo de garantizar un suministro 100% renovable en la isla de El Hierro. El proyecto se basa en el aprovechamiento del excedente eólico (11,5 MW) mediante almacenamiento por bombeo hidráulico (bombeo 6 MW y turbinación 11,32 MW). La central dispone además de generadores diésel para garantizar el suministro cuando no hay disponibilidad de recurso eólico ni energía almacenada. Gorona del Viento está participada por el Cabildo de El Hierro, Endesa, el Instituto Tecnológico de Canarias y el Gobierno de Canarias.

Tabla 10. Proyectos nacionales destacados hibridación renovable y almacenamiento.

BENEFICIOS Y RETOS DE LA HIBRIDACIÓN RENOVABLE

La hibridación de instalaciones renovables no sólo aporta beneficios al papel del generador, sino que también puede

producir un impacto positivo en el propio sistema eléctrico, en función de la modalidad de hibridación escogida.

Beneficios para los generadores

Entre los posibles beneficios de la hibridación renovable sobre el generador, cabe destacar:



Optimización de la capacidad de evacuación

- Reducción de la variabilidad y aumento de la gestionabilidad de la generación mediante el acoplamiento y aplanamiento del perfil.
- Aumento del factor de carga de la instalación híbrida, mediante el acoplamiento de perfiles de generación complementarios y mediante la gestión de sistemas de almacenamiento.
- Mayor garantía de potencia disponible en el punto de conexión.
- Posibilidad de obtener ingresos adicionales mediante la participación en mercados de ajuste y la provisión de servicios de red al Operador del Sistema.
- Reducción de riesgos en la negociación y firma de PPAs renovables como consecuencia de la mejora en el factor de carga de la instalación.



Ahorros en CAPEX y OPEX gracias a sinergias en la instalación y operación

- Ahorro de costes en equipos e infraestructuras de conexión a la red: líneas eléctricas, subestaciones, transformadores y aparataje eléctrico.
- Ahorro de costes en infraestructura y obra civil: carreteras de acceso, edificaciones, iluminación, seguridad, etc.
- Optimización costes de O&M: personal, vigilancia, arrendamiento, de terrenos, licencias, etc.
- Ahorro de costes asociados al "business development": financiero, legal, asesoría técnica, etc.



Ahorro de tiempos y costes por simplificaciones en el "permitting"

- **No es necesario solicitar un "nuevo" punto de conexión a la red**, en el caso de tener una de las tecnologías puesta en marcha, requiriéndose únicamente la actualización del permiso, siempre y cuando se cumpla con la normativa de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Aunque depende de cada comunidad autónoma, puede **no ser necesario realizar estudios de viabilidad ambiental** si se aprovecha el mismo emplazamiento de la planta ya existente.
- Agiliza en gran medida los plazos de conexión y puesta en marcha de las nuevas plantas de generación renovable. Dado el largo período de tramitación que usualmente tienen las instalaciones de evacuación y, en mayor medida, las instalaciones correspondientes a las redes de transporte y distribución, esto puede ser un punto clave para cumplir los ambiciosos objetivos incluidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.



Beneficios para el sistema eléctrico

En lo relativo a los posibles beneficios aportados por la hibridación renovable al propio sistema eléctrico, cabe destacar:

- Reducción del impacto ambiental de nuevas instalaciones renovables optimizando el aprovechamiento del terreno en los emplazamientos que ocupan los puntos de evacuación, ya existentes, o, si aplicase, compartiendo espacio con los parques anteriores.
- Ahorro en el desarrollo de la infraestructura eléctrica (líneas, subestaciones, transformadores), traducida en **reducción de los costes del sistema eléctrico (coste de redes)**.
- **Mejora de la calidad y estabilidad del suministro** horario y estacional como consecuencia de la estabilización de los perfiles de generación de instalaciones renovables.
- Reducción del riesgo de posibles sobrecargas y restricciones técnicas en la red por el elevado número de instalaciones renovables conectadas a lo largo de un gran número de puntos de conexión.
- Reducción del número de solicitudes de puntos de acceso y conexión.



Retos de la hibridación renovable

Si bien las instalaciones híbridas generan beneficios tanto para el generador como para el sistema eléctrico, también presentan determinados retos que es necesario afrontar:

PÉRDIDAS DE GENERACIÓN

Producidas por la superación de la capacidad máxima asignada en el punto de conexión, por ejemplo en momentos en que ambas tecnologías renovables generan simultáneamente, o bien debido a restricciones técnicas de la red.

Un adecuado dimensionamiento de las tecnologías será clave para maximizar el rendimiento de la planta y su rentabilidad.

VIABILIDAD ECONÓMICA Y SEGURIDAD A LA INVERSIÓN

La rentabilidad del proyecto híbrido es fundamental para garantizar su desarrollo y en su caso, bancabilidad. Del mismo modo, desde los organismos públicos se tiene que dar seguridad jurídica y habilitar mecanismos para que se impulse la inversión en este tipo de proyectos, de cara a alcanzar los objetivos del PNIEC, no solo en términos de capacidad renovable en España sino en el peso de cada tecnología en el mismo.

En este apartado, el Gobierno dio un paso adelante incluyendo a la hibridación renovable dentro del régimen de subastas regulado bajo el Real Decreto 960/2020.. En otros países europeos, ya se ha abogado por el modelo de subastas, como es el caso de Alemania donde se ha asignado 394 MW de los 650 MW subastado a proyectos híbridos, en su última "Innovation Tender".

DISPONIBILIDAD LOCAL DE VARIOS RECURSOS RENOVABLES

Los proyectos de hibridación renovable solamente serán viables en aquellos emplazamientos que dispongan localmente de una adecuada disponibilidad de varios recursos renovables: irradiación solar, recurso eólico, hidráulica, etc. Además, se deberán tener en cuenta otros factores como efectos estacionales, nubosidad, orografía, tipología del terreno, etc.

VIABILIDAD MEDIOAMBIENTAL

Los proyectos, especialmente los de tipo brownfield, requieren no solo tener una viabilidad económica, sino también deben cumplir los requisitos medioambientales para su desarrollo.

MARCO REGULATORIO

Aunque se abordará en detalle en el Capítulo 5, la regulación española tenía que abordar ciertas modificaciones para poder habilitar, no solo en el desarrollo y en la operación de esta tipología de proyectos, sino en la apertura a participar en mercados como el de regulación secundaria o del de servicios de ajuste, que permita aumentar los ingresos de esta tipología de proyectos.

Estos cambios permitirían potenciar en gran medida el desarrollo de las instalaciones híbridas en España, facilitando la integración de renovables en el sistema.

En resumen, las instalaciones híbridas renovables deben ser consideradas como un elemento único que, gestionado por el usuario generador a través de sistemas inteligentes de control, es capaz de maximizar el aprovechamiento de la capacidad asignada en su punto de conexión, reducir la variabilidad asociada a los recursos renovables e incrementar su factor de carga. No obstante, resulta fundamental el apoyo de los organismos reguladores para crear las condiciones propicias para el aprovechamiento de todos los beneficios citados.

PANORAMA ACTUAL DE LA HIBRIDACIÓN

- Panorama europeo
- Panorama nacional

El desarrollo de la hibridación renovable está empezando a despegar a nivel internacional. Como se ha descrito en el capítulo anterior, si bien los parques que estaban actualmente en operación, eran en su mayoría de carácter demostrativo, existen ya grandes proyectos en fase de desarrollo. Éste también es el caso de España, donde ya existen algunos

proyectos híbridos de pequeña escala y donde en los próximos años se prevé ejecutar otros de mayor envergadura.

Dado el incipiente panorama actual, para favorecer el desarrollo y la integración de las instalaciones híbridas en el sistema energético resultan esenciales:

- **Marco regulatorio:** Seguir adaptando el marco actual con el fin de crear un ecosistema propicio para el desarrollo de proyectos de hibridación renovable.
- **Viabilidad técnico-económica:** Se necesitan demostraciones sobre la viabilidad económica de este tipo de proyectos y las eficiencias de costes, tanto para el operador como para el sistema, que supone la hibridación frente al desarrollo de plantas de forma independiente.

PANORAMA EUROPEO

En lo relativo al marco regulatorio, en diciembre de 2019 la UE presentó el llamado “Pacto Verde Europeo”, una hoja de ruta a 2030 con el objetivo de cero emisiones netas en 2050 en los sectores de industria y energía. Concretamente, la hoja de ruta propone a los estados miembros:

- Revisión de su legislación energética antes de junio de 2021.
- Revisión de sus Planes Integrados de Energía y Clima en 2023.
- La necesidad de invertir (desde iniciativa pública o privada) unos 260.000 M€ al año para alcanzar los objetivos a 2030 establecidos por la UE en materia de renovables, descarbonización y eficiencia energética.

En este contexto y a raíz de la pandemia provocada por el COVID-19, se aprobó en Europa un instrumento específico, denominado Next Generation EU, cuyo objetivo es relanzar la recuperación y

la resiliencia de Europa, a través de un presupuesto de 750.000 millones. Dentro de las acciones a las que se destinará ese presupuesto, la transición energética y la transformación digital aglutinan las principales palancas sobre las que se apoyan las mismas.

Los fondos se estructurarán a través de dos vías, subvenciones y préstamos, correspondiéndole a España un total de 79.796 millones de euros y 67.300 millones respectivamente.

La hibridación renovable puede jugar un papel relevante dentro de estos programas. Para ello, los estados miembros deberán identificar y eliminar determinadas barreras regulatorias para favorecer su integración, y favorecer el desarrollo de aquellas tipologías de proyectos de hibridación que encaje en sus objetivos nacionales a 2030, los cuales se recogen en sus Planes Integrados de Energía y Clima, y que muestran una gran heterogeneidad entre ellos:

Planes Integrados de Energía y Clima

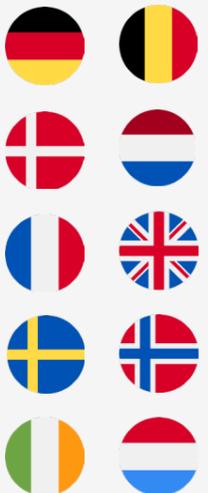
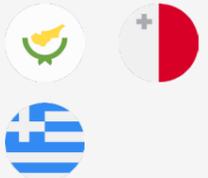
Hibridación eólica off-shore		Los países que conforman la alianza de cooperación energética de los mares del norte (NSEC) están orientando su estrategia tanto a hibridar parques eólicos off-shore con activos en tierra, como a su conexión a las redes con objeto de promover la creación de una red transnacional de energía renovable.
Hibridación en sistemas insulares		Su estrategia se orienta a promover la hibridación renovable para garantizar el suministro en territorio insular, flexibilizar sus redes, y para la generación eléctrica y térmica a escala residencial. Poseen programas públicos y privados de financiación para la implantación de instalaciones híbridas con carácter demostrativo.
Integración de renovables y flexibilidad de la red		Orientados a incrementar la flexibilidad de las redes mediante la integración de renovables, la introducción de sistemas de almacenamiento y el apoyo a la generación para el suministro de micro-redes. Portugal establece objetivos más concretos, proponiendo hibridar su parque eólico para la optimización de la producción y el aprovechamiento de los activos.
Inexistente		Sin menciones a la generación híbrida o, en su caso, sin datos públicos por no existir un plan nacional o estar en revisión interna por parte de la Comisión Europea.

Tabla 11. Estrategia de hibridación de renovables en PNIEC de estados miembros de la UE.

PANORAMA NACIONAL

En el contexto español y con el fin de estimular la integración de estas tecnologías en la próxima década, el PNIEC 2021-2030 sienta algunos lineamientos estratégicos relacionados, directa o indirectamente, con la hibridación:

Para llevar a término las medidas propuestas, el PNIEC 2021-2030 planteaba las siguientes medidas, muchas de las cuales ya están desarrolladas o avanzadas, tal y como veremos en el capítulo 5:

Medidas, objetivos y descripción		
<p>Medida 1.3 <i>Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Cumplir el objetivo de integración de renovables a 2030. Aumentar la flexibilidad de la red. 	<ul style="list-style-type: none"> Revisar los criterios por los cuales se define la capacidad de acceso y conexión en cada nodo para no sobredimensionar la red. Incentivar la optimización de la capacidad de conexión a la red mediante la hibridación renovable y/o almacenamiento. Garantizar la transparencia de la capacidad de conexión disponible en la red.
<p>Medida 1.9 <i>Plan de renovación tecnológica en proyectos ya existentes de generación eléctrica con energías renovables</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Renovar los 22 GW de renovables, especialmente eólica y mini-hidráulica, que finalizan su vida útil en 2021-2030. 	<p>Plan específico para la renovación de parques renovables basado en el aprovechamiento de la capacidad de conexión a la red disponible, ya sea mediante la repotenciación o remaquinación de proyectos existentes, la sustitución de sistemas antiguos o la hibridación con otras tecnologías renovables.</p>
<p>Medida 1.18 <i>Revisión y simplificación de procedimientos administrativos</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Despliegue de renovables, incluyendo proyectos híbridos. Agilización de proyectos. 	<p>Revisión de los procedimientos administrativos en la puesta en marcha y operación de nuevas plantas renovables como de instalaciones híbridas que afecten a distintas tecnologías, tanto para el vertido a red de su generación como para el autoconsumo parcial.</p> <p>Además, se revisarán las barreras normativas que impidan la participación de las comunidades energéticas locales en el sistema.</p>

Tabla 12. Medidas relativas a la hibridación renovable propuestas en PNIEC 2021-2030.



Revisar y actualizar los **procedimientos de operación** con base en los cambios económicos y tecnológicos que se sucedan en el sistema.



Desarrollar un marco normativo que establezca las condiciones y procedimientos necesarios para la tramitación y obtención de los **permisos de acceso y conexión a las redes**, adecuado a los objetivos descritos en la medida 1.3.



Coordinar a las CC.AA. para articular simplificaciones administrativas con base en buenas prácticas observadas.



Actualizar los procedimientos administrativos para incluir la tramitación de proyectos híbridos.



Convocar subastas para la asignación de un régimen retributivo específico a proyectos de **repotenciación o remaquinación** de instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria.



Regular la finalización de las concesiones de las centrales hidroeléctricas, garantizando su funcionamiento por medio de nuevas inversiones.

A su vez, el Gobierno Español hizo público el pasado Octubre, su plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, denominado “España Puede”. En el mismo, se propone que parte de los fondos vaya destinados al “despliegue masivo del parque de generación renovable dirigido al desarrollo de energía

renovable eléctrica e impulso de la cadena de valor industrial y la competitividad en los sectores industriales intensivos en capital”, palanca donde ciertos proyectos híbridos pueden encontrar un espacio para captar financiación y acelerar la transición energética en España.

El potencial multiplicador sobre la potencia renovable instalada (excluyendo hidráulica) es de 1,8, aprovecharlo o no dependerá de su viabilidad técnica, económica y una evolución regulatoria favorable, que impulse a los promotores a su desarrollo.

ANÁLISIS ECONÓMICO TECNOLOGÍAS HÍBRIDAS



La hibridación de tecnología renovable, puede aportar beneficios económicos tanto a los desarrolladores de instalaciones como al sistema eléctrico. Su viabilidad, estará apalancada en cómo se diseñe la regulación de ciertos aspectos que pueden afectar a su **diseño, construcción, operación y mantenimiento**.

A la fecha de este informe, el número de plantas de hibridación en España es muy limitado y de muy poco tamaño. Por ello el presente análisis se realizará partiendo tanto de datos de proyectos internacionales como de datos de los propios asociados de APPA Renovables.

la mayor capacidad de generar ingresos.

En definitiva, este incremento se fundamenta en el aumento de horas equivalentes de funcionamiento del conjunto, optimizando el aprovechamiento de la capacidad del punto de conexión y dimensionando adecuadamente las instalaciones para maximizar el retorno y minimizar la energía desechada al no poder evacuarla simultáneamente.

Adicionalmente, el contar con una mayor capacidad en firme, posibilita que esta tipología de parques puedan participar en mercados de servicios complementarios tales como el mercado de regulación de secundaria, el mercado de capacidad o el nuevo mercado de activación de energías de balance, cuyo acceso dependerá de

las modificaciones regulatorias que se produzcan y que aumentará la capacidad de generar ingresos de estas tecnologías.

IMPACTO EN LA RETRIBUCIÓN EN PLANTAS EXISTENTES

A raíz de la publicación del Real Decreto 1183/2020, se despejan las dudas sobre la posibilidad de que estas plantas sean hibridadas, siempre y cuando dispongan de los equipos de medida necesarios para la determinación la energía generada por cada tecnología. No obstante, el término de retribución a la operación, puede verse reducido como consecuencia de la hibridación al reducirse las horas equivalentes en favor de la energía de la tecnología incorporada.



EFICIENCIAS EN EL DISEÑO Y LA CONSTRUCCIÓN

En el desarrollo de proyectos híbridos, ya sean proyectos brownfield o greenfield se obtienen una serie de eficiencias que reducirán el coste de inversión, ya sea por sinergias o por la existencia de instalaciones.

Estas eficiencias vendrán influenciadas por los requisitos técnicos impuestos por las administraciones, los cuales trataremos en el siguiente capítulo, y que afectarán a los costes de administración, punto de acceso, conexiones entre las plantas o los sistemas de medida necesarios.

EFICIENCIAS EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El compartir costes durante la vida útil de los activos entre dos parques en la misma ubicación, permitirá reducir el coste anual por MW instalado, en el mantenimiento de

las plantas, al generar sinergias entre las mismas.

Del mismo modo, el contar con más de una tecnología en el mismo punto de conexión a la red, permitirá llevar una estrategia conjunta en la operación diaria de los mercados, haciendo más eficientes las previsiones de producción y obteniendo menores desvíos.

INCREMENTO DE LA VENTA DE ENERGÍA

Al disponer de dos tecnologías con curvas de generación diferentes, el parque hibridado incrementará los MWh totales vendidos, frente a hacerlo con una única tecnología. Si bien, dos parques independientes siempre van a ser capaces de evacuar más energía que un parque hibridado, una adecuada gestión del vertido puede permitir que una instalación híbrida de mejor rentabilidad que una instalación singular, encontrando el equilibrio entre la optimización de costes y



Un adecuado tratamiento de estos factores y una adecuada evolución regulatoria, permitirá mejorar la rentabilidad de la instalación pre-existente en los casos brownfield y hacer eficientes los proyectos greenfield a efectos de alcanzar los objetivos de integración de renovables en el sistema español, maximizando el valor y la capacidad de las

instalaciones de red disponibles.

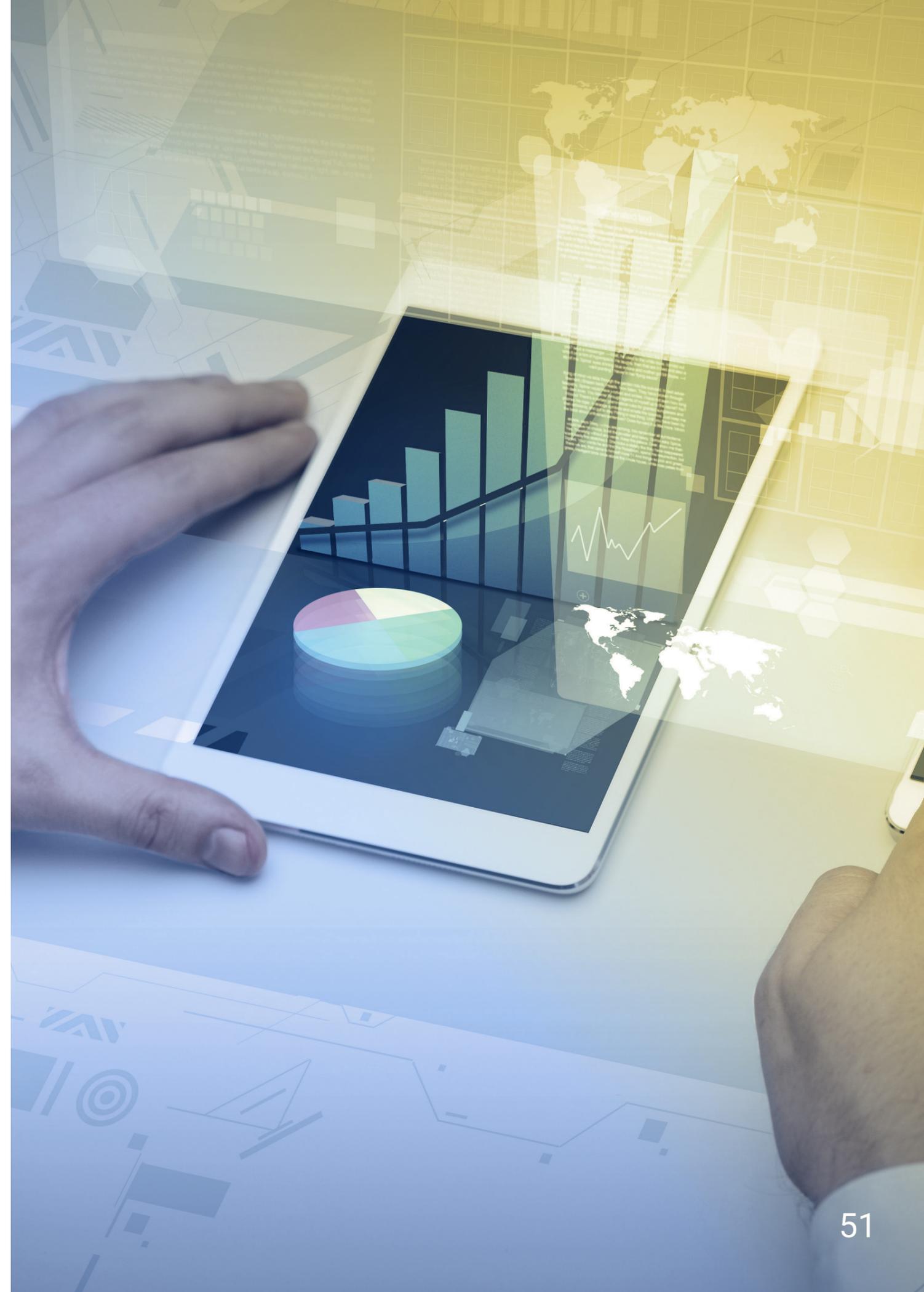
A modo ilustrativo, se muestra a continuación los principales resultados obtenidos de un análisis realizado sobre algunos de las hibridaciones brownfield, que se están proyectando en España, hibridando tecnología eólica con solar y compartiendo punto de conexión a la red.

Características		Proyecto 1	Proyecto 2
CAPEX	 Tecnología 1	Eólica / 26 MW / 0% pp (*)	Eólica / 24 MW / 0% pp
	 Tecnología 2	Solar / 21 MW / 5,9% pp	Solar / 24 MW / 9,5% pp
CAPEX	Ahorro en Costes de desarrollo, autorizaciones y servicios	20-30%	20-30%
	Ahorro en Infraestructuras eléctricas	70-80%	50%
	Ahorro conexión a la red	85%	90%
OPEX	Ahorro Operación	25%	20%
	Ahorro mantenimiento	10%	10%

(*) PP: Producción Perdida.

Figura 6. Ahorros por línea de coste.

A efectos globales, y teniendo en consideración, el peso de cada uno de los conceptos sobre el CAPEX y sobre el OPEX, el efecto supondría un ahorro del 10-12% y el 10-15% respectivamente.



ANÁLISIS MARCO REGULATORIO HIBRIDACIÓN

- Marco europeo
- Marco nacional

MARCO EUROPEO

Barreras Regulatorias

<i>Reg. UE/2016/631</i>	La hibridación eléctrica renovable no está contemplada de forma explícita ni a nivel técnico, ni a la hora de establecer objetivos o incentivos de renovación del parque de generación, ni como solución tecnológica que incremente la flexibilidad de la red en el lado de la generación. No obstante a lo anterior, si está permitida al estar reglamentado los requerimientos de conexión de red necesarios al añadir nuevos módulos de generación a un parque existente.
<i>Reg. UE/2019/943</i>	
<i>Dir. UE/2019/944</i>	

Tabla 13. Análisis de la normativa europea relacionada con la hibridación renovables.

Las competencias en materia de energía están atribuidas de manera compartida entre la UE y los Estados Miembros. Su ejercicio ha de realizarse de manera concurrente y siguiendo los principios de atribución y subsidiariedad enmarcados en el TFUE, es decir, dejando margen a que los estados legislen en los aspectos en los que la UE no haya propuesto legislación o no hayan quedado completamente definidos.

Estos principios resultan de especial relevancia en este caso ya que, si bien la Unión Europea permite la hibridación eléctrica renovable, es necesario el desarrollo de cada estado miembro, para que la hibridación renovable se adapte a las características de cada mercado y a los objetivos comunes del mismo.

A modo de ejemplo, las últimas actualizaciones regulatorias de 2019, el Reglamento 2019/943, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad, y la Directiva 2019/944, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, constituyen únicamente un marco genérico, sin especificar la definición y la promoción de nuevas tecnologías de hibridación pese a estar orientados a fomentar la flexibilidad en las redes y la sostenibilidad del sistema, además de promover el uso del autoconsumo por parte del consumidor final.

En este contexto, son determinados Estados Miembros los que están introduciendo cambios normativos para facilitar la integración de las instalaciones híbridas en los sistemas eléctricos por iniciativa propia. A continuación, se resumen algunos de los cambios

detectados más significativos que, o bien ya han sido implementados, o bien han sido propuestos por el organismo regulador o el Operador del Sistema (OS) de cada país y que podrían considerarse buenas prácticas regulatorias:

Buenas Prácticas Regulatorias (1/2)



Francia

Francia utiliza un esquema de reparto de costes de conexión a la red entre las instalaciones renovables en cada región conocido como S3REnR. En este sentido, el organismo regulador (CRE) ha instado a los gestores de red a incluir en este esquema a las instalaciones híbridas, entendidas como tecnología renovable y almacenamiento.

Proponen que en el reparto de costes, que es proporcional a la capacidad de evacuación concedida a cada instalación, el aumento de potencia instalada por almacenamiento no suponga un coste adicional. Además, proponen cuantificar y crear incentivos al almacenamiento por sus efectos beneficiosos sobre la gestión de la red.



Grecia

Ley 4495/2017: desarrollo de procedimientos competitivos para la construcción y operación de pilotos que combinen tecnologías renovables y almacenamiento.

Ley 4643/2019: se racionaliza el proceso de licencia de instalaciones híbridas, cuyas condiciones y procedimientos autorizará el Ministerio de Energía según la situación de cada instalación. Además, se introducen enmiendas para facilitar la inversión en proyectos híbridos en islas no interconectadas a la red nacional.

Creación de grupos de trabajo entre EIRGRID (TSO Irlanda) y SONI (TSO Irlanda del Norte) y agentes generadores bajo la iniciativa FlexTech, que pretende desarrollar recomendaciones regulatorias durante 2020 en materia de hibridación, almacenamiento, gestión de la demanda y generación a pequeña escala.

Se estudia la posibilidad de permitir el incremento de la potencia instalada más allá del 120% en las instalaciones existentes sin necesidad de modificar la capacidad máxima del punto de conexión (Maximum Export Capacity, MEC) en los permisos de acceso y conexión previamente concedidos.



Irlanda

Se estudia la creación de mecanismos para el intercambio de capacidad de evacuación entre instalaciones que comparten el mismo punto de conexión.

Se están explorando los retos técnicos y de gestión en la priorización, dispatching y programación de las instalaciones híbridas en los servicios del sistema.

Se plantean mecanismos que permitan compartir un único punto de conexión a entidades legales separadas.

Buenas Prácticas Regulatorias (2/2)



Polonia

Desarrollo de subastas por lotes tecnológicos, creando uno específico para instalaciones híbridas renovables. Las reglas de las subastas penalizan el no alcanzar los factores de carga estipulados o los déficits de generación, suponiendo menor riesgo para instalaciones con perfiles de generación estable: centrales multi-combustible, centrales hidráulicas y centrales híbridas renovables.

En 2020-2021 se prevé una reducción de los cargos de conexión de los sistemas de almacenamiento a la red de transporte con el fin de favorecer su integración.

En 2019, National Grid (Operador del Sistema en UK) propuso la revisión de los cargos de conexión a la red de transporte (TNUoS charges) para adecuarlos a las instalaciones híbridas.



UK

Publicación de guía de buenas prácticas acerca del impacto de la hibridación con almacenamiento sobre el modelo retributivo (Renewables Obligation o Feed-In-Tariff) de instalaciones renovables existentes.

Elaboración de planes de acción anuales para la integración de sistemas inteligentes que doten de flexibilidad a las redes. Por ejemplo, en 2017, se eliminaron barreras en el proceso de licencia de instalaciones renovables con almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento, incluidos aquellos de gases renovables como las células de combustible de hidrógeno que cumplan los requisitos de potencia y tiempo de respuesta, pueden participar en la prestación de servicios de flexibilidad del sistema, por ejemplo: FRR, Demand Turn Up, Short-Term Operating Reserve y Fast Reserve.

Tabla 14. Buenas prácticas regulatorias detectadas en el entorno europeo.

MARCO NACIONAL

Régimen jurídico

Estado	Barreras Regulatorias
●	<p><i>RD 413/2014</i></p> <p><i>Ley 24/2013</i></p> <p>La definición de instalaciones híbridas, se ha extendido a la hibridación como la combinación de varios módulos de generación de tecnologías diferentes, eliminando el vacío regulatorio en otras normativas sustentadas en el régimen jurídico y la incertidumbre a la hora de acometer inversiones en hibridación.</p>
●	<p><i>RD 413/2014</i></p> <p>Aunque el régimen de acceso y conexión permite la hibridación con módulos de almacenamiento, el régimen jurídico no se ha desarrollado en el RD 413/2014.</p>

Tabla 15. Barreras regulatorias detectadas en el Régimen jurídico.

Hasta la aprobación del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, el concepto de instalación híbrida estaba acotado a dos tipologías muy concretas: instalaciones de generación eléctrica o de cogeneración que combinaban combustibles con origen en la biomasa (hibridación tipo 1) o instalaciones que

hibridaban termosolar con biomasa (hibridación tipo 2).

Esta limitación, que constituía una de las principales barreras al desarrollo de la hibridación al no existir un régimen jurídico específico, ha sido abordada por el Real Decreto. Esta norma modifica el Real Decreto 413/2014 disponiendo un nuevo tipo de instalación híbrida con el siguiente régimen:

“c) Hibridación tipo 3: Aquella instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico a la que se incorpore una tecnología renovable de las definidas en los grupos y subgrupos de la categoría b) del artículo 2. No se considerarán hibridaciones tipo 3 aquellas instalaciones cuyas características hagan que puedan ser consideradas de tipo 1 o tipo 2”

Este cambio, por tanto, implica el pleno reconocimiento de las instalaciones híbridas como la combinación de dos módulos de generación de tecnología renovable. La modificación contemplada, sin embargo, no incluye a la hibridación con unidades de almacenamiento, a

pesar de que este tipo de hibridación ya había sido reconocida como sujeto del sistema por el Real Decreto-Ley 23/2020 al introducir en la Ley 24/2013, que define el marco general del sector eléctrico, lo siguiente:

“Artículo 6. h) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica”

“Artículo 33. 12. Los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación”

Por lo tanto, aunque exista el régimen híbrido con instalaciones de almacenamiento, éste no ha sido desarrollado en igualdad de condiciones que el régimen híbrido combinando módulos de diferentes tecnologías, y generando un vacío que deberá ser abordado en futuras regulaciones de las tecnologías de almacenamiento.

Además de lo anterior, el régimen establecido para la hibridación en el Real Decreto 413/2014, tampoco establece un marco

asentado para diferentes maneras de realizar la hibridación, como puede ser la hibridación de dos instalaciones que cuenten con diferentes puntos de acceso a la red pero que funcionalmente actúen como una unidad productiva, generando esto un vacío en cuanto a las posibilidades para los productores.

Acceso y conexión

Estado	Barreras Regulatorias
	Dispersión regulatoria que provoca complejidad, derogaciones parciales, regulaciones paralelas y duplicidades.
	Se ha concedido expresamente capacidad de vertido a la red a las instalaciones híbridas, eliminando vacíos y dando seguridad jurídica.
	El acceso establecido para instalaciones híbridas como tal es inflexible y obliga a que se realice en el mismo punto de conexión a la red. <i>RD 1955/2000</i> <i>Ley 24/2013</i>
	Aún prevalece la limitación de la potencia instalada al 50% de la capacidad de la línea, limitando la posibilidad de instalar nueva potencia a pesar de que las instalaciones híbridas deban contar con sistemas que garanticen en todo momento el control del vertido a la red. <i>RD 413/2014</i> <i>RD 1183/2020</i>
	El nuevo esquema de tramitación administrativa, si bien permite la no re-tramitación de permisos de acceso y conexión si se añade un módulo de una tecnología diferente a una instalación con permisos ya concedidos, debiendo únicamente actualizarlos, esto se debe realizar dentro de una serie de requisitos que pueden ser, en algún caso, limitante para el despliegue de la hibridación renovable como es la limitación de movimiento del centro geográfico a menos de 10.000 metros o las garantías de 20 €/KW por el nuevo módulo.

Tabla 16. Barreras regulatorias detectadas en la normativa de acceso y conexión.

A. Instalación y acceso

El marco general para acceso y conexión está definido en el artículo 33 de la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, si bien esta queda detallada en profundidad en el Real Decreto 1955/2000, que desarrolla y establece las condiciones básicas de acceso a las redes, y en el Real Decreto 413/2014, que regula la instalación y acceso a la red de la generación renovable,

remitiendo a la normativa previa.

La primera barrera en este punto, sobre la capacidad de acceso a la red para las instalaciones híbridas, queda solventada con la modificación ya comentada de la Ley 24/2013, que indica que los titulares de estas instalaciones pueden “evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo

punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida”. Este apartado otorga una seguridad jurídica que elimina una de las principales barreras existentes como era la incertidumbre acerca de cómo y de qué manera podrían conectarse las instalaciones híbridas.

Sin embargo, al igual que en el apartado anterior, esta definición no aporta flexibilidad a distintas modalidades acceso a la red que pudieran darse para instalaciones híbridas, obligando a que éstas tengan que verter a un mismo punto.

La otra barrera en materia de instalación y acceso viene dada por la limitación en la potencia total de la instalación. El Real

Decreto 413/2014 regula en su Anexo XV las características y criterios específicos de acceso y conexión a la red para tecnologías renovables en materia de capacidad instalable, de prioridad de despacho, de obtención de permisos y de trámites administrativos específicos.

Concretamente, en dicho Anexo se limita para las tecnologías renovables la “potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red” a un 50% de la capacidad de las líneas y los centros de transformación y a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red para la generación no gestionable:

Anexo XV.2: Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1º Líneas: la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

[...]

Anexo XV.9: Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

Esta limitación al 50% de la capacidad de evacuación a la red, heredera de legislación previa ya derogada, pretendía prevenir saturaciones en las redes debido a conexiones y desconexiones frecuentes de generadores síncronos que pudiesen producir variaciones de tensión en el punto de conexión. Esto supondría que para evacuar potencias superiores al 50% de la capacidad de la línea, se requerirían varias instalaciones, cada una de ellas dotada de la correspondiente infraestructura de conexión a red. En definitiva, esta limitación, además de incrementar la infraestructura de red y por tanto los costes del sistemas, también **constituiría un techo de potencia para la hibridación en**

centrales existentes con nuevas plantas.

En resumen, la hibridación estaría por tanto limitada en aquellas instalaciones existentes que se encuentran al máximo de capacidad de evacuación en su punto de conexión, o en aquellas hibridaciones que generen una potencia de pico superior. Igualmente, supondría una **limitación a la hora de hibridar plantas renovables con sistemas de almacenamiento o para darle otros usos a sus excedentes de energía** producida tales como la conversión a energía térmica o la producción de hidrógeno renovable.



B. Tramitación Administrativa

La mayor barrera en materia de permisos de acceso y conexión en lo relativo a la hibridación era la inexistencia de un marco de tramitación reglado para la hibridación de tecnologías de generación o módulos de almacenamiento, con la consecuente posibilidad de tener que solicitar desde el principio los permisos de acceso y conexión.

De la mano del régimen jurídico ya visto, se ha desarrollado paralelamente el régimen específico de que garantiza la **igualdad de condiciones en materia de permisos y acceso y conexión**, este primer avance se dispone en la modificación de la Ley 24/2013 por el Real Decreto-

Ley 23/2020, indicando que “se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento”.

Admitida la posibilidad del acceso en igualdad de condiciones a las instalaciones de generación no híbridas, la siguiente barrera planteada era si el hecho de añadir un nuevo módulo de generación, con el consiguiente aumento de potencia, implicaría la necesidad de re tramitar los permisos ya concedidos de acceso y conexión por incurrir en una modificación

sustancial de las características de la instalación.

Esta barrera queda igualmente solventada con el Real Decreto 1183/2020 de Acceso y Conexión, que desestima el antiguo régimen de tramitación administrativa para evitar que se dieran las casuísticas anteriormente mencionadas. El Capítulo VII de este Real Decreto se centra en la hibridación de instalaciones, estableciendo que **en caso de hibridación, los permisos de acceso y conexión simplemente deberán ser actualizados**, formulándose ésta tramitación por el procedimiento abreviado, y con una reducción del 50% de las garantías económicas.

Para poder acogerse a éste régimen, no obstante, se establecen ciertas limitaciones, destacando entre ellas la prohibición de que la potencia de la tecnología que tuviera otorgados los permisos resultara inferior al 40% de la potencia de la instalación tras la hibridación, o que la hibridación no suponga aumentar la capacidad de acceso tal que la instalación no pudiera ser considerada la misma, hecho únicamente posible si de la hibridación resultara un aumento de la capacidad de acceso de más del 5%.

No obstante a lo anterior, se ha de llamar la atención sobre los criterios para considerar si una instalación que realice hibridación es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión, los cuales incluyen también el factor de la ubicación geográfica: "Se considerará que no se ha modificado la ubicación geográfica de las instalaciones de generación cuando el centro geométrico [...], no difiere en más de 10.000 metros."

Este criterio podría plantear barreras al despliegue de la hibridación al exigir la cercanía de los diferentes módulos de generación, ya que limita el aprovechamiento máximo del recurso, impidiendo la libertad de algunos diseños de infraestructuras por parte del desarrollador no sean viables económica y/o medioambientalmente.

Por último, no se estima necesaria la necesidad de presentar garantías alguna (establecidas en el Real Decreto en 20 €/KW), ya que su revisión requiere únicamente de la comprobación por el gestor de la red de que se cumplen los criterios técnicos aplicables y consiguiente actualización, y no hay riesgo de especulación del con el punto de conexión.

Servicios del sistema

Estado	Barreras Regulatorias
●	<p><i>RD 413/2014</i></p> <p>El valor mínimo de oferta para participar en los servicios de ajuste se sitúa en 10MW, cifra que puede hacer de barrera de acceso para la hibridación de tecnologías y almacenamiento.</p>
●	<p><i>Procedimientos de Operación</i></p> <p>No queda definido el régimen de las instalaciones híbridas en cuanto su encuadre como Unidades Físicas, generando vacíos que pueden implicar que la hibridación con tecnologías poco gestionables impida participar en los servicios de ajuste a aquellas tecnologías que si tuvieran la capacidad de hacerlo.</p>

Tabla 17. Barreras regulatorias detectadas en la normativa asociada a los Servicios del Sistema.

Los servicios del sistema eléctrico están definidos en los Procedimientos de Operación, normativas de un marcado carácter técnico que pueden presentar barreras al establecer limitaciones a la participación de ciertos servicios para las instalaciones híbridas.

Estos documentos no han sido aún actualizados para incluir las particularidades de las instalaciones

híbridas, por lo que deberán ser revisados en profundidad para solventar las posibles barreras y vacíos que puedan darse con respecto a la hibridación.

De entre todos los procedimientos de operación, se distinguen los siguientes como más relevantes de cara a su actualización para favorecer la integración de la hibridación eléctrica renovable en nuestro país:

- **PO 3.1 Programación de la generación:** Inclusión de unidades de programación de generación híbrida en la programación diaria de generación, en la asignación de reserva o en la participación en otros mercados.
- **PO 3.2 Restricciones técnicas:** Enmarcar las instalaciones híbridas según su perfil de generación e influencia sobre la programación diaria de cara a establecer prioridades o asignar programaciones específicas como Unidades de Programa Obligado o Unidades de Programa Limitado.
- **PO 3.3 Gestión de desvíos:** Habilitación para la participación de las instalaciones híbridas en la prestación de servicios de ajuste al OS y su participación en los mercados.



Aunque el impacto de los PO sobre la hibridación eléctrica renovable resulta menor que, por ejemplo, la normativa sobre acceso y conexión, debido a que las propias instalaciones híbridas podrían englobarse en todos los apartados referentes a instalaciones de producción a partir de fuentes renovables, sí resulta de especial interés que a la hora de planear posibles reformas se efectúe la integración de los sistemas de

- Reducir el valor mínimo de ofertas de 10MW, valor muy elevado que puede suponer una barrera de entrada para pequeñas instalaciones híbridas que quieran participar en el servicio y para las instalaciones que hibriden con almacenamiento.
- Definir el régimen que se aplicará a cada uno de los módulos dentro de una instalación de generación híbrida, y más concretamente si cada módulo será reconocido como una Unidad Física de generación o se establecerá un mecanismo para agrupar los módulos dentro de una misma Unidad Física.

Potencia instalada superior a la capacidad de acceso

Las modificaciones realizadas por el Real Decreto-Ley 23/2020 también introducían un nuevo término que respondía a una de las mayores necesidades que tenían los productores que optasen por hibridar, y es la posibilidad de tener una autorización de acceso que permita una potencia

almacenamiento dada su contribución a la flexibilidad en la gestión de las redes, al aprovechamiento de la energía generada y a la seguridad de suministro.

Entro otros, se proponen las siguientes medidas para facilitar la participación de la misma, siempre y cuando cumplan con los requerimientos exigidos por el OS en términos de seguridad y fiabilidad del sistema:

instalada superior a la capacidad de acceso. Así, el hecho de añadir nuevos módulos no implicaría tener que desechar otros de la tecnología ya instalada para que la potencia instalada resultante fuera equivalente a la anterior.

“Las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación se podrán otorgar por una potencia instalada superior a la que figure en el permiso de acceso. La capacidad de acceso será la potencia activa máxima que se le permite verter a la red por una instalación de generación de electricidad. Si las autorizaciones administrativas emitidas afectasen a instalaciones existentes con régimen retributivo específico, las modificaciones de las mismas deberán ser comunicadas para su inscripción en el registro de régimen retributivo específico y la diferenciación a efectos retributivos de la generación derivada de dichas modificaciones”.

La definición de capacidad de acceso, como la máxima que se permite verter a la red se alinea también con lo ya dispuesto para la hibridación, ya que se establecía como requisito para los permisos de las

Impulso a las renovables

Siguiendo con el desarrollo de los objetivos marcados en el PNIEC, España ha de asumir un importante avance en lo que a despliegue de producción renovable se refiere. Los objetivos actuales hacen necesaria la instalación de unos 5.000 MW al año de nueva capacidad de generación, y para lograrlo el propio PNIEC articula las subastas como herramienta principal.

En este sentido, mediante el Real Decreto-Ley 23/2020 el Gobierno ya introdujo en el artículo 14 de la Ley 14/2013 medidas de impulso a las generación renovable, obligándose a desarrollar un nuevo procedimiento de subastas “en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas”, regidos por estándares de concurrencia competitiva y orientados a la eficiencia de costes, en los que “se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición

instalaciones híbridas la obligatoriedad de disponer de un sistema de control que impida que se supere la capacidad de acceso máxima que pudiera ser evacuada.

hacia una economía descarbonizada”.

Para desarrollar normativamente estos mecanismos, el gobierno publicó el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica el cual tiene por objeto la regulación de un régimen económico accesible para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables a través de un mecanismo de subasta.

En líneas generales, los sistemas de subastas se articulan en procedimientos de sobre cerrado en los que se subastará la potencia instalada o energía eléctrica, en las cuales se seleccionarán las ofertas ordenadas de menor a mayor valor expresado en €/MW ofertado. A partir de los resultados de las subastas, el régimen económico de las energías renovables se asentará en una ponderación del precio recibido por la venta de energía en el mercado eléctrico de la siguiente manera:

Precio a recibir en mercado diario (€/MWh) =

Precio de adjudicación en subasta (€/MWh) + Porcentaje de ajuste de mercado X (Precio de venta en el Mercado (€/MWh) - Precio de adjudicación en subasta (€/MWh))

El nuevo régimen de subastas, sin embargo, conlleva obligaciones no

observadas anteriormente. El artículo 21 define varias entre las que destacan:

2. Para participar en los distintos mercados, cada instalación acogida al Régimen Económico de Energías Renovables debe constituirse como una unidad de oferta, no siendo válidas las ofertas agregadas de instalaciones acogidas al Régimen Económico de Energías Renovables.

3. Los titulares de instalaciones acogidas al Régimen Económico de Energías Renovables no podrán declarar contratos bilaterales con las unidades de programación que tenga asociadas dichas instalaciones.

Estas dos nuevas obligaciones plantean barreras a la hora de operar en el mercado agrupaciones de instalaciones, ya que no podrán hacerse ofertas agregadas que garanticen un balance interno de generación entre las distintas unidades, ni tampoco firmarse contratos bilaterales

entre las mismas. Si bien esto no tiene un impacto directo en las instalaciones híbridas observadas en este estudio, sí que plantea severas barreras al desarrollo de otros modelos de hibridación como la hibridación de instalaciones independientes o las virtual power plants.

Otra normativa en tramitación

El 19 de mayo de 2020 se inició la tramitación parlamentaria del primer Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética que, además del PNIEC 2021-2030, constituye una de las herramientas regulatorias fundamentales para la descarbonización, la integración de renovables en el medio (2030) y largo plazo (2050), y la estimulación de la inversión renovable en España.

En este sentido, el Proyecto de Ley sitúa a la generación renovable, tanto a la nueva capacidad como a la instalada, como palanca fundamental para la reactivación económica tras la emergencia del COVID-19 y como vector clave para alcanzar los objetivos propuestos en 2030 y la neutralidad climática en 2050.

A pesar de ello, la antigüedad del texto por los retrasos procedimiento de aprobación ha provocado que muchas de las propuestas que presentaba quedaran recogidas en el Real Decreto ley 23/2020, descargando en este sentido al Proyecto de Ley en gran medida. Superado el debate a la totalidad del texto, y a fecha de la realización de este informe, se está analizando en la Comisión de Cambio Climático y Transición Energética del Congreso de los Diputados donde se espera que se retiren las medidas ya implantadas de la ley.

Resumen barreras regulatorias

Barreras Regulatorias				
Ámbito	Estado	Normativa	#	Descripción
Régimen Jurídico		RD 413/2014 Ley 24/2013	B1	La definición de instalaciones híbridas generándose ha extendido a la hibridación como la combinación de varios módulos de generación de tecnologías diferentes, eliminando el vacío regulatorio en otras normativas sustentadas en el régimen jurídico y la incertidumbre a la hora de acometer inversiones en hibridación.
		RD 413/2014	B2	Aunque el régimen de acceso y conexión permite la hibridación con módulos de almacenamiento, el régimen jurídico no se ha desarrollado en el Real Decreto 413/2014.
Acceso y conexión			B3	Dispersión regulatoria que provoca complejidad, derogaciones parciales, regulaciones paralelas y duplicidades.
			B4	Se ha concedido expresamente capacidad de vertido a la red a las instalaciones híbridas, eliminando vacíos y dando seguridad jurídica.
		RD 1955/2000	B5	El acceso establecido para las instalaciones híbridas es inflexible y obliga a que se realice en el mismo punto de conexión a la red.
		Ley 24/2013 RD 413/2014	B6	Aún prevalece la limitación de la potencia instalada al 50% de la capacidad de la línea, limitando la posibilidad de instalar nueva potencia a pesar de que las instalaciones híbridas deban contar con sistemas que garanticen en todo momento el control del vertido a la red.
		RD 1183/2020	B7	El nuevo esquema de tramitación administrativa, si bien permite la no re-tramitación de permisos de acceso y conexión si se añade un módulo de una tecnología diferente a una instalación con permisos ya concedidos, debiendo únicamente actualizarlos, esto se debe realizar dentro de una serie de requisitos que pueden ser, en algún caso, limitante para el despliegue de la hibridación renovable como es la limitación de movimiento del centro geográfico a menos de 10.000 metros o las garantías de 20 €/KW por el nuevo módulo.
Servicios del sistema		RD 413/2014	B8	El valor mínimo de oferta para participar en los servicios de ajuste se sitúa en 10MW, cifra que puede hacer de barrera de acceso para la hibridación de tecnologías y almacenamiento.
		Procedimientos de operación	B9	No queda definido el régimen de las instalaciones híbridas en cuanto su encuadre como Unidades Físicas, generando vacíos que pueden implicar que la hibridación con tecnologías poco gestionables impida participar en los servicios de ajuste a aquellas tecnologías que si tuvieran la capacidad de hacerlo.

Tabla 18. Barreras regulatorias detectadas en el marco nacional.

ROADMAP Y PRÓXIMOS PASOS



Con base en el análisis realizado en el Capítulo 5, a continuación se enumera una serie de propuestas que podrían seguir incentivando la integración de la hibridación eléctrica renovable en España,

como facilitar la labor del organismo regulador a la hora de abordar las modificaciones normativas necesarias para cumplir con los objetivos energéticos nacionales a 2030.

EN MATERIA DE RÉGIMEN JURÍDICO

01 PROPUESTA DESARROLLO DEL RÉGIMEN JURÍDICO PARA INSTALACIONES HÍBRIDAS

El régimen jurídico de las instalaciones híbridas debe ser desarrollado para otorgar la mayor flexibilidad a los modelos de hibridación y tecnologías que puedan integrarse, por eso, debe desarrollarse en mayor medida el artículo 4 del Real Decreto 413/2014 para reconocer y clarificar aún más los posibles escenarios de hibridación, así como la hibridación con instalaciones de almacenamiento.

EN MATERIA DE ACCESO Y CONEXIÓN

02 PROPUESTA SIMPLIFICACIÓN EN LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

Es necesario seguir agilizando la tramitación administrativa en aquellas instalaciones ya existentes que deseen ampliarse en régimen de hibridación de diferentes tecnologías. La simplificación, por tanto, tiene que ir en diferentes vías:

- Para los casos en que se hibride, debe eliminarse el requisito relativo a la Ubicación Geográfica para considerar si una instalación es la misma de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000.
- Eliminarsé la necesidad de depositar garantías por los nuevos módulos que se hibriden a instalaciones en operación con punto de acceso y conexión concedido y que cumplan los criterios descritos en el Real Decreto-Ley 23/2020.

Es necesario seguir agilizando la tramitación administrativa en aquellas instalaciones ya existentes que deseen ampliarse en régimen de hibridación de diferentes tecnologías. La simplificación, por tanto, tiene que ir en diferentes vías:

Para los casos en que se hibride, debe eliminarse el requisito relativo a la Ubicación Geográfica para considerar si una instalación es la misma de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000.

Eliminarsé la necesidad de depositar garantías por los nuevos módulos que se hibriden a instalaciones en operación con punto de acceso y conexión concedido y que cumplan los criterios descritos en el Real Decreto-Ley 23/2020.

Debe simplificarse aún más la tramitación administrativa por la incorporación de un nuevo módulo de generación, permitiendo que la actualización de los permisos de haga mediante declaración responsable y comunicando al Operador del Sistema las características de la nueva instalación.

Para supuestos de hibridación de instalaciones que ya tuvieran concedido el permiso de acceso y conexión, y que por las características de los módulos se considerara con escasa posibilidad de impactar en el medio ambiente, deben establecerse las posibles exenciones a la realización de estudios de impacto ambiental, o su sustitución por la emisión de declaración responsable o comunicación previa. Para el resto de casos en que se añadan módulos de generación constituyendo instalaciones híbridas, debe permitirse que la evaluación de impacto ambiental se tramite por el procedimiento simplificado, siempre que por las características de los nuevos módulos pueda realizarse de este modo según la Ley 21/2013, de evaluación ambiental.

03 PROPUESTA OTORGAMIENTO DE DECLARACIÓN DE UTILIDAD PÚBLICA

Para facilitar la implementación de instalaciones híbridas es conveniente priorizar el otorgamiento de la declaración de utilidad pública, tal y como establece el Art. 140 del Real Decreto 1955/2000, en aquellas instalaciones que requiera nuevos módulos híbridos que así lo soliciten con prioridad frente a otro tipo de tecnologías de generación. Con carácter prioritario, debe otorgarse en las siguientes situaciones:

En aquellas ubicaciones donde por las características del terreno se requiera un mayor aprovechamiento de la ubicación de las plantas existentes.

En aquellas ubicaciones donde sea necesario establecer servidumbres para el tendido de líneas, el paso, o el correcto funcionamiento de las tecnologías de generación.

En aquellas situaciones donde, por estar ya proyectada una planta híbrida y sin haberse comenzado las obras, se haya observado que puede darse un supuesto de construcción extralimitada.

En litigios ya iniciados de acceso invertida, para evitar en la medida de lo posible la retirada de los activos ya instalados.

04 PROPUESTA **ELIMINAR LIMITACIONES SOBRE LA POTENCIA INSTALADA**

A pesar de que se ha eliminado la barrera que limitaba la potencia instalable a la potencia de acceso, el marco ha de flexibilizarse para poder dar más posibilidades a aquellos plantas que deseen aumentar su capacidad instalada. Esto puede hacerse incentivando y permitiendo la posibilidad de instalar sistemas de almacenamiento, para otorgar una mayor flexibilidad a la red.

EN MATERIA DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

05 PROPUESTA **PARTICIPACIÓN ALMACENAMIENTO SERVICIOS DE AJUSTE**

Para facilitar el despliegue e instalación a gran escala de las unidades de almacenamiento y de la hibridación, se debe permitir la participación de éstos en los servicios de ajuste. Para ello, debe reducirse el valor mínimo de oferta establecido en el artículo 10 del Real Decreto 413/2014, a fin de que los productores que cuenten con instalaciones de almacenamiento puedan participar en el mercado de ajuste sin tener que realizar ofertas agregadas con otras unidades de generación o almacenamiento en la misma situación.

Igualmente, se debe desarrollar el régimen jurídico de las Unidades Físicas para las instalaciones híbridas en los procedimientos de operación, a fin de evitar limitaciones o barreras a las instalaciones que pudieran participar en estos sistemas y opten por añadir un nuevo módulo de generación.

Así mismo, y dada la mayor capacidad de gestión de las plantas híbridas sobre las plantas de generación renovable que utilicen una única tecnología de generación, debe darse prioridad en los Procedimientos de Operación 3.1 y 3.2 a las instalaciones híbridas a la hora de programar la operación, o permitir el funcionamiento en caso de restricciones técnicas.

06 PROPUESTA **INCENTIVOS GASES RENOVABLES PARA ALMACENAMIENTO**

Igualmente, para incentivar la instalación de unidades de almacenamiento, deben actualizarse los combustibles que pueden ser imputados en el ajuste de tarifas y primas correspondientes, especialmente para apoyar a la instalación de módulos de almacenamiento que usen hidrógeno verde como combustible.



ANEXO: NOTAS FINAL DEL DOCUMENTO

- 1 UE (2016): Clean Energy for all Europeans Package.
- 2 MITECO (2020): Propuesta del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
- 3 Datos del Sistema Eléctrico Nacional en 2019 proporcionados por REE. Se consideran como tecnologías renovables: hidráulica, bombeo puro, hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables y residuos renovables.
- 4 Calculado a partir de los datos de "Estructura de la generación por tecnologías" descargados de REE.
- 5 REE: datos de solicitudes de acceso y conexión a 31.01.2020, considerando instalaciones renovables en el territorio nacional conectadas a red de transporte o distribución.
- 6 Muchas solicitudes denegadas corresponden a motivos asociados a la capacidad de los nudos de conexión o a la solicitud de acceso en subestación no incluida en la planificación vinculante.
- 7 NREL (2014): Market Designs for High Levels of Variable Generation; NREL (2019): Research Opportunities in the Physical Design Optimization of Hybrid Power Plants. NREL (2014): Market Designs for High Levels of Variable Generation; NREL (2019): Research Opportunities in the Physical Design Optimization of Hybrid Power Plants.
- 8 Por ejemplo: California, Chile, Alemania, Australia. Por ejemplo: California, Chile, Alemania, Australia.
- 9 Entendido como la generación gestionable no renovable necesaria para cubrir el 100% de la demanda. Entendido como la generación gestionable no renovable necesaria para cubrir el 100% de la demanda.
- 10 Calculado a partir de datos del Sistema Eléctrico Nacional en 2018 y 2019 descargados de REE.
- 11 Al calcular el promedio se pretende compensar la contabilización de nueva potencia instalada a finales de 2019 que no lleva asociada una generación a lo largo del año, disminuyendo el factor de carga.
- 12 AECOM (2016): A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia. La hibridación de parques eólicos de 50-200 MW ubicados en distintas zonas de Australia con sistemas fotovoltaicos permitiría mejorar el factor de carga en un 7%, pasando de un factor de carga del 36% en la instalación eólica a un 43% en la instalación híbrida resultante.
- 13 Pese a ser conscientes de la existencia de la hibridación térmica, el presente informe se centrará exclusivamente en la hibridación eléctrica renovable, en coherencia con sus objetivos, ámbito y alcance.
- 14 Aunque las plantas renovables también pueden hibridarse con tecnologías fósiles como generadores diésel, plantas de cogeneración, ciclos combinados, plantas térmicas, etc., queda fuera del alcance del presente estudio, enfocado exclusivamente a tecnologías renovables.
- 15 Subestación o centro de transformación.
- 16 La primera tecnología mencionada se considera como la existente, siendo la segunda la nueva planta que se hibrida a la existente. Por ejemplo, hibridación de eólica y fotovoltaica se refiere a la hibridación de nuevas plantas fotovoltaicas en un parque eólico existente.
- 17 MIT (2014): Characterization of the solar power resource in Europe and assessing benefits of co-location with wind power installations.
- 18 Datos de 2019 extraídos de REE.
- 19 AECOM (2016): A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia. En los casos de hibridación eólica-fotovoltaica analizados, las instalaciones que admiten una mayor potencia fotovoltaica para pérdidas del 5% son aquellas con mayor correlación inversa en los perfiles de generación.
- 20 Wind Europe (2019). Renewable hybrid power plants; Asian Renewable Energy Hub; Iberdrola; AECOM (2016), California ISO (2019). Hybrid resources issue paper; y WindEurope database.
- 21 Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- 21 Datos del Sistema Eléctrico Nacional en 2019 proporcionados por REE.
- 23 Datos extraídos de un piloto realizado por uno de nuestros asociados, resultado de hibridar placas solares por un total de 4MW en una mini-hidráulica. Los datos diarios son a fecha 1 de Enero.
- 24 El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual - Cayetano Espejo Marín, Ramón García Marín y Ana Eulalia Aparicio Guerrero (2017).
- 25 IDAE (2001): Análisis del ciclo de vida de las distintas tecnologías de generación de electricidad.
- 26 Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- 27 PROTERMOSOLAR.
- 28 HELIOSCSP. HELIOSCSP.
- 29 Se considera que la energía almacenada proviene exclusivamente de las plantas renovables. En otros casos, también podría almacenarse energía extraída de la red o darse una combinación de ambas.
- 30 IEA (2015): Hydrogen and fuel cells technology roadmap.
- 31 IEA (2020): Tracking Energy Storage.
- 32 FCH (2017): Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications.
- 33 Asia Nikkei (2020): Kawasaki Heavy Industries ha desarrollado el primer buque de transporte marítimo de H2, que se espera transporte a Japón H2 producido en Australia a partir de la gasificación del carbón.
- 34 IEA (2019): The Future of Hydrogen.
- 35 NREL (2019). Asumiendo instalación fotovoltaica de 100 MW y seguidor de 1 eje y batería Li-Ion de 60 MW y duración de descarga de 4 h.
- 36 MIT (2014): Characterization of the solar power resource in Europe and assessing benefits of co-location with wind power.
- 37 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte

y distribución de energía eléctrica.

[38](#) Constitución Española Art. 148 y Art. 149.

[39](#) AECOM (2016): A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia: En los casos de hibridación eólica-fotovoltaica analizados, si la planta fotovoltaica se dimensiona a la misma potencia que la eólica, las pérdidas se sitúan entre el 20-25%. En el estudio, se utiliza un nivel de pérdidas del 5% como criterio de dimensionamiento de la planta fotovoltaica, dimensionadas como un 25%-49% de la potencia eólica.

[40](#) Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

[41](#) Bundesnetzagentur Innovation Tender, Sep. 20.

[42](#) UE (2019): The European Green Deal.

[43](#) Esta medida se sitúa en paralelo a una interpelación a la Administración General del Estado y a la CNMC para incentivar la transparencia sobre los puntos de conexión y evitar comportamientos especulativos sobre los mismos.

[44](#) Repotenciación es un proyecto destinado al aumento de potencia de la instalación, mientras que remaquinación se refiere a proyectos con potencia inferior o igual a la de la instalación existente. Repotenciación es un proyecto destinado al aumento de potencia de la instalación, mientras que remaquinación se refiere a proyectos con potencia inferior o igual a la de la instalación existente.

[45](#) Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Artículo 4.

[46](#) Commission de Régulation de l'Énergie (2019) : Le stockage d'électricité en France.

[47](#) S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables.

[48](#) Ley 4495/2017, Ley 4643/2019 y CE (2020): European Semester Country Report, Greece.

[49](#) EIRGRID, SONI (2019): A Flexible Technology Integration Initiative.

[50](#) Sołtysinski Kawecki & Szlezak Legal (2018): Polish incentive schemes for renewable energy generation.

[51](#) OFGEM, National Grid.

[52](#) OM de 5 de septiembre de 1985.

