

Bruselas, 15.11.2022
COM(2022) 638 final

INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO

**sobre los resultados del apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables
concedido mediante procedimientos de licitación en la Unión**

1. Introducción

La transición hacia una economía climáticamente neutra requerirá el despliegue acelerado de la generación de electricidad renovable a nivel distribuido, así como de proyectos a escala comercial. Esta transición debe basarse cada vez más en el mercado debido a la tendencia a la baja de los costes de las tecnologías renovables, pero, hasta el momento, la mayoría de los proyectos¹ han disfrutado de algún tipo de apoyo público. Los sistemas de apoyo pueden adoptar diversas formas, estructuradas en dos categorías principales: apoyo a la inversión (como subvenciones a la inversión, descuentos sobre préstamos o rebajas fiscales) y apoyo operativo (como sistemas de certificación, tarifas o primas). En toda la UE, el apoyo operativo se aplica de manera más generalizada y se concede a proyectos a gran escala, frecuentemente con arreglo a criterios de mercado, a través de procedimientos de licitación (a los que el presente informe se refiere como licitaciones o subastas).

El papel de los sistemas de apoyo a las energías renovables basados en licitaciones y sus principios están reconocidos en el artículo 4 de la Directiva (UE) 2018/2001 («Directiva sobre fuentes de energía renovables»). Además, las normas sobre ayudas estatales² también dan prioridad a los procesos de ofertas, como las licitaciones, como mecanismo más adecuado para la asignación de ayudas a los productores de energías renovables.

Para comprender el impacto de los sistemas de apoyo mediante licitaciones desde una perspectiva más amplia, el artículo 4, apartado 8, de la Directiva sobre fuentes de energía renovables encomienda a la Comisión que informe al Parlamento Europeo y al Consejo acerca de los resultados de estos sistemas de apoyo, evaluados en función de siete dimensiones de rendimiento, a saber: i) conseguir una reducción de los costes; ii) conseguir mejoras tecnológicas; iii) conseguir índices elevados de finalización de los proyectos; iv) permitir la participación no discriminatoria de los pequeños actores y, en su caso, las autoridades locales; v) limitar el impacto medioambiental; vi) garantizar la aceptabilidad local; vii) garantizar la seguridad del suministro y la integración de la red.

En este contexto, el informe analiza cómo los procedimientos de licitación, como forma de apoyo público, están fomentando el despliegue de las energías renovables como parte de una transición del sistema energético más amplia. Por tanto, el informe se centra en la comparación entre las licitaciones y los sistemas de apoyo no basados en licitaciones, más que entre las diferentes opciones de diseño de las licitaciones. Además, el informe reflexiona sobre cómo podrían evolucionar los procedimientos de licitación en el futuro para abordar el contexto actual de la política energética, la situación de los mercados de la energía y los retos más recientes para la integración de las energías renovables en el mercado.

Las conclusiones del informe deben considerarse en el contexto de la aplicación del Pacto Verde Europeo, así como del plan REPowerEU, que apuestan por el despliegue acelerado a

¹ En 2018, el 62 % de la electricidad renovable producida recibió apoyo, según el informe del CEER titulado *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2018 and 2019* [«Revisión de la situación de los sistemas de apoyo a las energías renovables en Europa para 2018 y 2019», documento en inglés], de 28 de junio de 2021.

² Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (2014/C 200/01) y Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 (2022/C 80/01).

gran escala de las energías renovables como motor clave para la descarbonización de la economía y del sector de la electricidad.

2. Metodología

La base metodológica del informe se estructura en torno a los siete elementos indicados en el artículo 4, apartado 8, de la Directiva sobre fuentes de energía renovables, con arreglo a los cuales la Comisión evaluará el rendimiento de los sistemas de apoyo mediante licitaciones. Estas siete «dimensiones de rendimiento» se traducen, en primer lugar, en indicadores específicos que evalúan los efectos concretos de la aplicación del procedimiento de licitación³.

La siguiente etapa metodológica consiste en comparar los resultados de los procedimientos de licitación con una hipótesis de contraste, a fin de estimar la diferencia entre escenarios con procedimientos de licitación y escenarios sin ellos. El informe utiliza los siguientes métodos para estimar los efectos:

El primer tipo de hipótesis de contraste, la «comparación dentro de un país», se utiliza para aquellos países que disponen de datos para el indicador anteriores y posteriores a la introducción del procedimiento de licitación. Este es el método más útil para identificar los efectos a corto plazo, especialmente al compararse el período anterior a la introducción del sistema de licitación y el inmediatamente posterior al establecimiento de dicho sistema. Esta comparación excluye potencialmente otros factores externos que podrían afectar al indicador analizado.

El segundo tipo de hipótesis de contraste, la comparación entre países, compara la situación de un país con la de otro país de referencia similar. En este caso, la diferencia entre el antes y el después en el país analizado se compara con un valor de referencia en otro país que no haya introducido sistemas de apoyo mediante licitaciones en el mismo período, por lo que la diferencia entre ambos resultados proporcionará una estimación del efecto de los sistemas de licitación.

El análisis efectuado en el presente informe se basa en cuatro fuentes de información principales: i) la base de datos de subastas de AURES II⁴, que incluye información sobre las subastas (fechas, rondas, tecnología, normas, capacidades adjudicadas, precios, etc.); ii) datos a disposición del público en los sitios web de los subastadores (principalmente agencias reguladoras nacionales); iii) informes y publicaciones a disposición del público; iv) datos presentados por los subastadores en respuesta a las solicitudes de datos de la Comisión. La inclusión o exclusión de determinados Estados miembros de las comparaciones y cálculos del informe depende de la disponibilidad de datos.

El informe lleva a cabo un análisis cuantitativo para medir el impacto en las dimensiones del rendimiento siempre que sea posible, como en el caso de las dimensiones de rendimiento i) a iv). En el caso de las dimensiones v) a vii), se llevó a cabo un análisis cualitativo a partir de

³ A la hora de analizar los efectos de las licitaciones en el marco del indicador específico, se presta especial atención a la exclusión, en la medida de lo posible, de factores externos que no estén relacionados con el sistema de apoyo y puedan afectar directa o indirectamente al indicador. Algunos ejemplos de estos factores son la regulación sectorial, el desarrollo tecnológico y las tendencias macroeconómicas.

⁴ Base de datos de AURES, disponible en: <http://aures2project.eu/auction-database/>.

estudios de caso para presentar las prácticas pertinentes en los Estados miembros que no puedan ser objeto de comparaciones (debido a factores de distorsión o a la falta de datos).

El 22 de abril de 2022, la Comisión organizó un taller en el que las partes interesadas tuvieron la oportunidad de aportar comentarios sobre los resultados de un estudio preliminar que sirvió de base para la preparación del presente informe⁵. En él participaron representantes de subastadores y reguladores de los Estados miembros y expertos independientes en el campo de la electricidad renovable y las subastas.

3. Evaluación de las dimensiones

3.1. Reducción de los costes

La dimensión del rendimiento «conseguir una reducción de los costes» establecida en el artículo 4, apartado 8, letra a), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables se interpreta en el presente informe como la reducción del importe de los costes de apoyo a las instalaciones de energías renovables desde la perspectiva del presupuesto público, de modo que se reduzca la carga para los consumidores y los contribuyentes. El indicador para medir la reducción de los costes de apoyo es el precio unitario de la electricidad pagado a los productores de energías renovables por cada MWh, definido como el precio pagado al productor con cargo al presupuesto de licitación por cada unidad de electricidad.

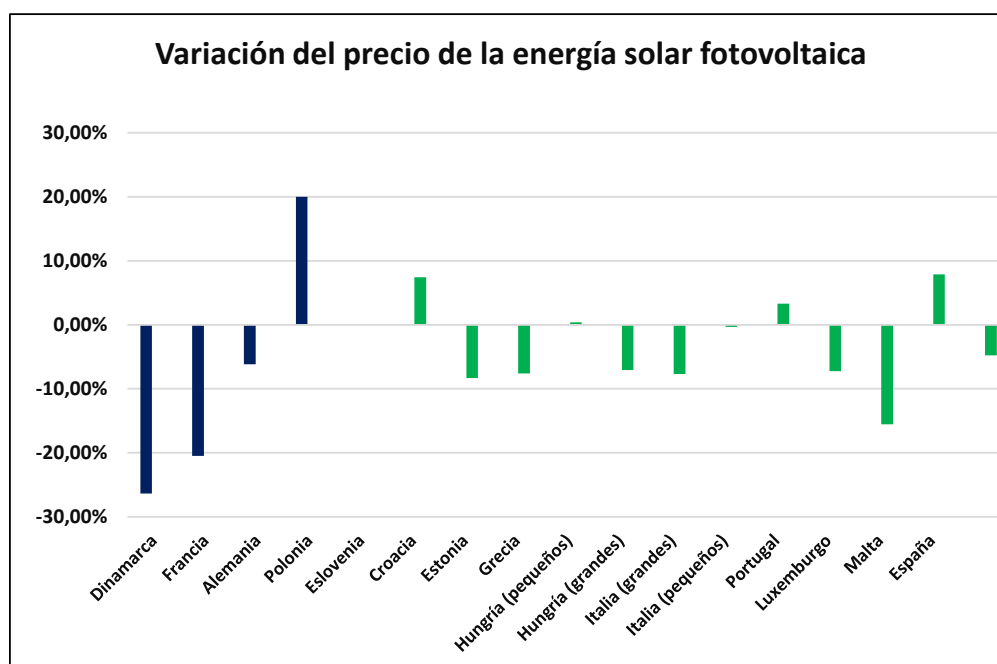
Antes de la introducción generalizada de las licitaciones, el sistema de apoyo más común era las tarifas reguladas, que ofrecían precios garantizados a los productores de energías renovables, fijados habitualmente por el Gobierno o el regulador. Fueron eficaces como herramienta para acelerar el despliegue de las energías renovables, pero no necesariamente eficientes desde el punto de vista presupuestario. Los tipos de subvención se basaron en estimaciones de costes y, en algunos casos, la asimetría de la información entre los promotores de proyectos y los responsables de determinar los precios y las cantidades fue significativa. La financiación de las tarifas reguladas mediante gravámenes sobre toda la demanda de electricidad (o una subsección específica) originó una carga financiera para muchos consumidores de electricidad. En consecuencia, se debatió y se puso en entredicho el enfoque de las tarifas reguladas para los proyectos a gran escala.

Los gobiernos recurrieron a licitaciones para determinar el nivel de apoyo necesario, revelar el coste real de los proyectos y, de este modo, asignar la subvención más baja posible por unidad de energía. Con este enfoque, varios vendedores pueden presentar ofertas en la licitación, siempre que cumplan todo el pliego de condiciones. El nivel de competencia es crucial a la hora de evaluar el impacto en la reducción de los costes. Cuando hay un bajo número de participantes, la presión competitiva es demasiado débil para inducir a los licitadores a optimizar cada segmento de la cadena de valor del desarrollo del proyecto, por lo que los precios resultantes de las ofertas no revelan el coste real de los proyectos.

Energía solar fotovoltaica

⁵ *Study on the performance of support for electricity from renewable sources granted by means of tendering procedures in the Union* [«Estudio sobre los resultados del apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables concedido mediante procedimientos de licitación en la Unión», disponible en inglés] (DOI 10.2833/93256; ISBN 978-92-76-58625-8), elaborado por MRC Consultants and Transaction Advisers y REKK Energiapiaci Tanacsado Kft. El estudio está contratado por la Comisión Europea.

El siguiente gráfico muestra la variación porcentual de los precios resultante de la introducción de subastas. Para los países en azul, la variación del precio se calcula como la diferencia entre el precio de apoyo pagado a los productores con cargo al presupuesto (en EUR/MWh) durante el último año de la tarifa fijada por la administración y el precio de apoyo pagado durante el primer año de aplicación de las licitaciones. En el caso de los países en verde⁶, se realiza una comparación entre países de la disminución relativa de los precios en el mismo período respecto de un valor de referencia, que es la tarifa fijada por la administración austriaca para el período 2012-2019. Austria sirve de referencia porque es el único país de la UE que aplicó una tarifa fijada por la administración durante un período suficientemente largo para que el conjunto de valores de la tarifa sea fiable a efectos de una comparación sólida.



Fuente de los datos: base de datos de subastas de AURES II.

Gráfico 1: Comparación a escala de la UE de la variación de los costes de apoyo a la energía solar fotovoltaica.

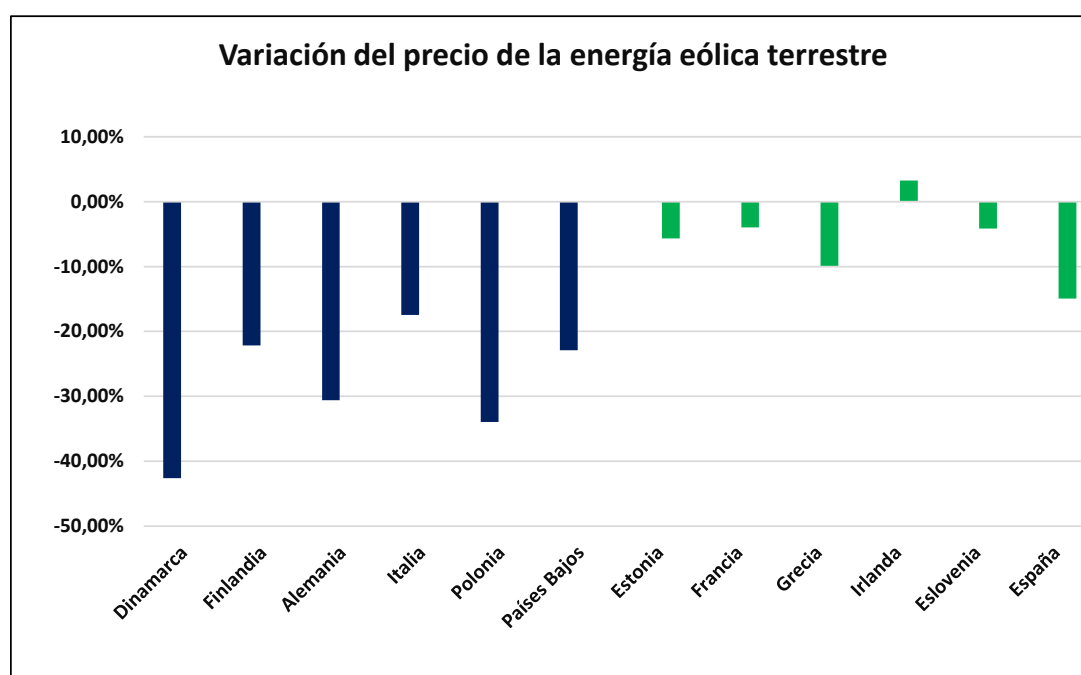
La variación media del precio, es decir, la variación de los costes de apoyo totales, se estima en $-4,73\%$. Como conclusión general, en la mayoría de los países, la introducción de licitaciones dio lugar a precios unitarios de la electricidad más bajos, con lo que se redujeron los costes de apoyo y la carga para los consumidores o para el presupuesto estatal asignado a la tecnología fotovoltaica. Las excepciones son Italia (subastas de energía fotovoltaica a pequeña escala), Grecia, Malta, Polonia y Eslovenia. En estos países, el aumento de los precios puede explicarse por factores externos. En Eslovenia, en el marco del sistema de tarifas reguladas antes de la licitación, los precios fijados por la administración se redujeron a

⁶ En el caso de Hungría e Italia, el cuadro incluye subastas dirigidas a proyectos de energía solar fotovoltaica de distinto tamaño.

un ritmo muy rápido y alcanzaron un nivel demasiado bajo para los productores. En Polonia existía un sistema de certificados verdes, en cuyo marco se produjo un importante exceso de oferta en 2015 (justo antes de la introducción de subastas) que redujo drásticamente los precios ese año. El aumento de los costes de apoyo a pequeños proyectos de tecnología fotovoltaica en Italia se explica por el hecho de que, históricamente, esta tecnología se fomenta de manera más óptima mediante sistemas de apoyo administrativo debido a la falta de información por parte de los promotores de proyectos, en particular antes de 2019. En Grecia, el nivel de competencia no fue muy elevado (solo un ligero exceso de solicitud) en la primera licitación, lo que puede haber producido resultados similares a los de los precios de las tarifas reguladas. No se identificaron factores externos similares en el principal grupo de países en los que se observa una disminución de los precios.

Energía eólica terrestre

Se efectúa un análisis idéntico para la licitación de energía eólica terrestre. Los resultados muestran que, en todos los países abordados en el análisis, a excepción de Irlanda, la introducción del sistema de licitación dio lugar a una disminución de los costes de apoyo a esta tecnología, lo que dio lugar a una reducción media de los costes de apoyo del 14,02 %. En Irlanda, en la primera ronda de subastas hubo una participación insuficiente, lo que puede ser la principal causa del aumento de los precios.



Fuente de los datos: base de datos de subastas de AURES II.

Gráfico 2: Comparación a escala de la UE de la variación de los costes de apoyo a la energía eólica terrestre en el período 2010-2020.

Energía eólica marina

A excepción de Dinamarca y los Países Bajos, las licitaciones para el apoyo a las instalaciones de energía eólica marina son más recientes y únicamente se han aplicado en un número limitado de países. En algunos de ellos, el tiempo transcurrido entre el antiguo sistema

de apoyo y la licitación es significativo (nueve años en Francia y cinco en Alemania), lo que no permite una comparación sólida. No obstante, la variación de los costes de apoyo en Francia y Alemania es notable, partiendo de 115,5 EUR/MWh y 140,3 EUR/MWh pagados a través del nivel de apoyo fijado por la administración y reduciéndose a 60 EUR/MWh y 46,6 EUR/MWh en la primera licitación, respectivamente. En otros países se dan ejemplos de reducción extrema de los costes de apoyo mediante ofertas a precio cero o negativo. El nuevo modelo de licitación de energía eólica marina de Lituania, así como la última licitación neerlandesa para dos instalaciones en Hollandse Kust West, permiten presentar ofertas negativas. El ganador de la última licitación de energía eólica marina de Dinamarca debe pagar al Gobierno 375 millones EUR para construir un parque eólico de 1 GW. Sin embargo, en todos estos casos se constató que había limitaciones en términos de disponibilidad de ubicaciones geográficas o de conexión a la red, y, en determinados casos, se contaba con apoyo público para los costes de conexión e infraestructura, lo que incentivó a los promotores de proyectos a reducir su oferta.

Impacto del diseño de la licitación en la reducción de los costes

Aunque el objetivo del informe no es analizar las diferentes opciones de diseño de las licitaciones, sino más bien estudiar el apoyo a las energías renovables basado en licitaciones en general, cabe mencionar el impacto que tiene la elección de un tipo de licitación u otro en el indicador de reducción de costes en caso de alta volatilidad de los precios de mercado.

En la UE se aplican tres tipos principales de sistemas de apoyo mediante licitaciones: prima variable unilateral, prima variable bilateral (denominada «contrato por diferencias») y prima fija⁷.

En caso de caída imprevista del precio de mercado de la electricidad, desde la perspectiva de la reducción de los costes, el régimen de prima fija funciona mejor. En este sistema, la totalidad del riesgo asociado a los bajos precios corre a cargo de los productores, por lo que no genera una carga excesiva para los consumidores ni para el presupuesto. En los sistemas de prima variable, los costes de apoyo pueden aumentar drásticamente, ya que se debe cubrir la caída de los precios. Sin embargo, este riesgo puede mitigarse si el subastador limita el importe total del apoyo concedido.

Si los precios se vuelven inesperadamente elevados, el contrato por diferencias funciona mejor, ya que la obligación de reembolso evita que un proyecto que haya recibido apoyo público obtenga un excedente de ingresos. También genera ingresos para el Estado. El papel de los contratos por diferencias como instrumentos de captación de beneficios inframarginales en períodos de precios elevados ya se indica en la Comunicación REPowerEU⁸. En el sistema unilateral, no se genera una carga excesiva para el presupuesto derivada del apoyo, sino un excedente de ingresos para el proyecto. En el caso de la prima fija, no se incurre en costes de apoyo adicionales, aunque puede producirse un exceso de

⁷ En el sistema de primas unilaterales, si el precio de mercado es inferior al precio de ejercicio de la subasta, los productores reciben ayudas que cubren la diferencia y, si el precio de mercado es superior, pueden conservar el excedente de ingresos. La prima bilateral funciona de forma similar, pero en este caso el productor debe devolver el excedente de ingresos. En el sistema de primas fijas, los productores reciben, además del precio de mercado, un importe fijo en concepto de excedente de ingresos.

⁸ «REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible» [COM(2022) 108 final, de 8.3.2022].

subvención, por lo que los recursos no se asignan de manera óptima. Sin embargo, este efecto puede mitigarse mediante la introducción de un límite de precios en un sistema de prima fija, por encima del cual no se pagan ayudas.

Conclusiones para la dimensión 1: reducción de los costes

- Los procedimientos de licitación proporcionan el marco necesario para el despliegue de la electricidad procedente de fuentes renovables al menor coste posible, ya que los datos indican que, en la mayoría de los casos, la reducción de los costes ha sido el resultado de la aplicación de un sistema basado en licitaciones para todas las tecnologías investigadas.
- Tanto en el caso de la energía solar fotovoltaica como de la energía eólica terrestre, los datos revelan que, si la competencia en la subasta es elevada (es decir, que alcanza un exceso de solicitud superior a 1,5), la reducción de los costes de apoyo tiende a ser superior a la de las subastas en las que la competencia es menos intensa. En otras palabras, los procedimientos de licitación permiten reducir los costes si generan un nivel de competencia suficiente.

3.2. Mejoras tecnológicas

La dimensión del rendimiento «conseguir mejoras tecnológicas», establecida en el artículo 4, apartado 8, letra b), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables se interpreta en el presente informe como la reducción de los costes de producción de energías renovables a raíz del desarrollo de tecnologías en este ámbito.

El indicador para medir las mejoras tecnológicas alcanzadas es el coste normalizado de la electricidad⁹. Este indicador resulta adecuado, ya que incorpora una reducción de los costes directos en concepto de gastos de capital (CAPEX) y de gastos de funcionamiento (OPEX), resultante de la mejora de las tecnologías de energías renovables. No obstante, el coste normalizado de la electricidad se redujo de manera significativa entre 2010 y 2020, especialmente en el caso de la tecnología fotovoltaica, como consecuencia del desarrollo tecnológico a nivel mundial, que no está necesariamente vinculado a la introducción de licitaciones, sino más bien a otros factores, como los efectos de arrastre, la innovación, el aumento de la demanda de energía renovable como parte de medidas de apoyo público, la mejora de las condiciones de financiación, como el coste medio ponderado del capital, etc.¹⁰. Para tener en cuenta estos factores externos, la evolución del coste normalizado de la electricidad en los países analizados se compara con los resultados equivalentes en un país de referencia sin un sistema de apoyo basado en licitaciones, así como con los resultados globales de la tecnología.

Energía eólica terrestre

⁹ El coste normalizado de la electricidad es el coste medio neto actual de la generación de electricidad de una central a lo largo de su vida útil, agregando la suma de todos los costes de inversión, funcionamiento y mantenimiento a lo largo de su vida útil dividida por la cantidad total de energía eléctrica producida en el mismo período. El valor se actualiza con el CMPC (coste medio ponderado del capital) para obtener el valor actual.

¹⁰ Según la IRENA (*Renewable Power Generation Costs in 2020* [«Costes de la generación de energías renovables en 2020», documento en inglés], IRENA, Abu Dabi, 2021, <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>), el coste de la energía fotovoltaica disminuyó un 83 % a nivel mundial a lo largo de este período (reducción media anual del 16 %), mientras que el coste de la energía eólica terrestre cayó un 47 % (reducción media anual del 6 %).

En el siguiente cuadro se expone la variación media anual del coste normalizado de la electricidad. En la columna «En el país», el valor muestra la comparación entre el coste normalizado de la electricidad antes y después de la primera licitación, tomando como referencia períodos de tres a cinco años.

Además de la diferencia del coste normalizado de la electricidad dentro de los países, y con el fin de tener en cuenta otros factores que determinan los costes y no dependen del sistema de apoyo aplicado, se incluyen comparaciones con dos valores de referencia: Suecia y la media mundial. Suecia no aplicó sistemas de licitación, pero logró un importante aumento de la capacidad eólica terrestre mediante un sistema competitivo de certificados verdes. Los valores medios mundiales se refieren a todo tipo de instalaciones, independientemente del marco reglamentario, la ubicación o la experiencia de los inversores, e incluyen a los países analizados. Aunque es evidente que la media mundial no es una hipótesis de contraste, ya que incluye tanto a países subastadores como a no subastadores, puede servir adecuadamente de referencia, ya que, si las licitaciones fomentaran el desarrollo tecnológico, el rendimiento de los países subastadores sería mejor que el rendimiento medio.

Países	Año de la primera subasta	Diferencia en la tasa media de variación del coste normalizado de la electricidad (antes y durante las subastas)			Comparación	
		En el país	En Suecia	En el mundo	Respecto a Suecia	Respecto a la media mundial
Italia	2012	– 5,5 %	– 3,7 %	2,0 %	– 1,8 %	– 7,5 %
España	2016	– 2,7 %	– 5,7 %	– 5,5 %	2,9 %	2,7 %
Alemania	2017	– 7,4 %	– 7,0 %	– 7,5 %	– 0,5 %	0,1 %
Dinamarca	2018	3,9 %	0,0 %	– 5,6 %	3,9 %	9,5 %
Francia	2018	– 12,1 %	0,0 %	– 5,6 %	– 12,1 %	– 6,5 %
Media	-	– 4,8 %	– 3,3 %	– 4,4 %	– 1,5 %	– 0,4 %

Fuente de los datos: IRENA (2021)

Gráfico 3: Comparaciones de la variación media del coste normalizado de la electricidad para la energía eólica terrestre

Los datos muestran que la disminución media del coste normalizado de la electricidad en los países subastadores analizados (– 4,8 %) es mayor que los valores de referencia de Suecia y a nivel mundial (– 3,3 %, – 4,4 %), por lo que, en promedio, los sistemas de licitación obtuvieron resultados ligeramente mejores que los valores de referencia. No obstante, el coste normalizado de la electricidad en Suecia, así como a nivel mundial, disminuye a un ritmo similar, lo que significa que el desarrollo tecnológico mejora también de manera independiente a un sistema de apoyo basado en licitaciones.

Además, los efectos a nivel nacional difieren. Los sistemas de subasta en Italia y Francia obtuvieron mejores resultados que el sistema sueco de certificados verdes y que la media mundial, mientras que en España y Dinamarca mostraron peores resultados, y el sistema alemán alcanzó rendimientos similares a las referencias. Sin perjuicio de otros factores, la

explicación más plausible es que los sistemas de subasta pueden contribuir a una reducción significativa de los costes si estos son elevados en el momento de la introducción de la licitación, pero son menos eficaces en el caso de tecnologías más maduras y eficientes.

Energía solar fotovoltaica

En el cuadro siguiente, en la columna «En el país», se muestra la tasa media de variación del coste normalizado de la electricidad para la energía solar fotovoltaica antes y después de la introducción de las subastas en algunos países; sin embargo, el análisis es menos sólido que el de la energía eólica terrestre debido a la falta de datos para años específicos¹¹.

Los resultados a nivel nacional son muy diversos en los tres países y concluyen en una diferencia media próxima a cero. El cuadro sugiere que la diferencia entre las reducciones de los costes observadas antes y durante los sistemas de subasta depende en gran medida del momento de la introducción: cuanto antes haya tenido lugar la introducción de las subastas, mayor será el potencial de la licitación para contribuir a la reducción del coste normalizado de la electricidad. Sin embargo, esta reducción puede estar asociada a patrones generales de evolución de los costes; concretamente, el coste de la tecnología disminuyó más rápidamente en el período comprendido entre 2012 y 2015 que en períodos anteriores o posteriores en los cuatro países.

El patrón de evolución de los costes de los países analizados se compara con dos parámetros de referencia: la media mundial y un ejemplo a nivel nacional de un país para el que se disponga de los valores del coste normalizado de la electricidad y donde no se llevase a cabo ninguna licitación solar fotovoltaica. Un tal ejemplo a nivel nacional no existe en la UE, por lo que se seleccionó un tercer país con un progreso tecnológico comparable en materia de energías renovables. Por motivos de disponibilidad de datos, el ejemplo más pertinente para servir de referencia es la República de Corea.

Países	Año de la primera subasta	Diferencia en la tasa media de variación del coste normalizado de la electricidad (antes y durante las subastas)			Comparación («diferencias en diferencias»)	
		En el país	En Corea	En el mundo	Respecto a Corea	Respecto a la media mundial
Francia	2012	– 16,8 %	8,1 %	– 3,8 %	– 24,9 %	– 13,0 %
Alemania	2015	5,1 %	5,8 %	2,8 %	– 0,7 %	2,2 %
Italia	2019	8,5 %	1,9 %	4,9 %	6,7 %	3,6 %
Media	-	– 1,1 %	5,3 %	1,3 %	– 6,3 %	– 2,4 %

Fuente de los datos: IRENA (2021)

Gráfico 4: Comparaciones de la variación media del coste normalizado de la electricidad para la energía solar fotovoltaica

¹¹ La base de datos de la IRENA (2021) comienza en 2010 para la energía fotovoltaica y no contiene datos de 2012 para Francia, año en que se celebró la primera subasta en el país. En el caso de España, no se dispone de datos sobre el coste normalizado de la electricidad para 2016, 2017 y 2018, y las subastas comenzaron en 2017, por lo que solo pueden compararse los niveles de precios antes y después de la subasta, pero no las tasas de reducción.

El análisis muestra que la dirección de los efectos no cambia, solo su magnitud. La evolución de los costes en Corea fue muy diferente respecto a Italia y Francia (y similar a Alemania), lo que hizo que los resultados a nivel nacional fueran aún más diversos. El valor medio sugiere que el sistema basado en licitaciones obtuvo mejores resultados que la referencia coreana (reducción de los costes un 6 % más rápida). En cambio, la evolución de los costes a nivel mundial fue similar a la europea, pero muestra diferencias menores (más próximas a cero) entre antes y durante la subasta. Esto lleva a la conclusión de que la evolución de los costes a nivel mundial puede explicar parcialmente las diferencias observadas, pero no totalmente. Los resultados de los procedimientos de licitación fueron, por término medio, ligeramente mejores (reducción de costes más rápida) que la media mundial, pero esta conclusión tiene su origen en la fuerte reducción de costes en Francia. Cabe señalar que la evolución media mundial incluye i) también los países analizados, y ii) muchos otros países, en los que la energía fotovoltaica comenzó a desarrollarse más tarde, por lo que es posible lograr una mayor reducción de los costes. Además, debido al efecto de arrastre y a otros factores externos, las reducciones de los costes alcanzadas en los países subastadores también pueden reducir los costes en los países no subastadores.

Conclusiones para la dimensión 2: mejoras tecnológicas

- La evolución del coste normalizado de la electricidad como parámetro de referencia para la mejora tecnológica muestra que los sistemas de apoyo basados en licitaciones pueden repercutir en la evolución de los costes, pero otros factores generales y específicos de cada país pueden influir en mayor medida. La madurez de la tecnología, las condiciones de financiación, el despliegue de capacidad en el mundo en general (y el aprendizaje y las repercusiones sobre el coste normalizado de la electricidad asociados) y el punto de la curva de aprendizaje en que se encuentra cada país (aumentos de capacidad, experiencia de los inversores) desempeñan un papel crucial a este respecto y pueden considerarse los principales motores de las mejoras tecnológicas.
- El coste normalizado de la electricidad generada por tecnología eólica terrestre disminuyó más rápidamente (por término medio) tras la introducción de las licitaciones. Sin embargo, esta conclusión es válida principalmente para los países en los que los costes eran elevados y estaban estancados antes de la introducción de las licitaciones. Otros tipos de sistemas basados en el mercado también pueden reducir los costes (por ejemplo, el sistema sueco de certificados verdes).
- En la actualidad, las licitaciones en la UE se centran principalmente en tres tecnologías: la energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre y la energía eólica marina. En el caso de otras tecnologías, las licitaciones son relativamente escasas y solo contribuyen hasta cierto punto a la mejora de estas tecnologías.

3.3. Índices elevados de finalización de los proyectos

La dimensión del rendimiento «conseguir índices elevados de finalización de los proyectos» establecida en el artículo 4, apartado 8, letra c), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables se interpreta en el presente informe como el volumen total de la capacidad de

energía renovable añadida tras la introducción de las licitaciones, en comparación con los volúmenes de capacidad añadidos con anterioridad¹².

Es importante señalar que los países europeos aplican muchos otros tipos de sistemas de apoyo, como las ayudas a la inversión o la medición neta para proyectos domésticos, lo que significa que el despliegue de capacidad también es posible incluso en ausencia de apoyo operativo. Además, puede haber factores externos que influyan en el ritmo de despliegue, como un cambio en las políticas. El cuadro siguiente compara el volumen anual medio de nueva capacidad de energías renovables añadida en los países seleccionados en los períodos anterior y posterior a la licitación. El primer año corresponde a la fecha prevista de la puesta en funcionamiento de los proyectos adjudicados en la licitación. Se trata de la fecha límite de finalización de la primera ronda de licitación, que divide el conjunto de datos en los períodos anterior y posterior a la licitación. El cuadro solo incluye los sistemas de apoyo asociados al apoyo operativo de proyectos no domésticos.

País y tecnología	Primer año de finalización de la capacidad licitada	Aumento medio anual de la capacidad en el período anterior a la licitación (MW)	Aumento medio anual de la capacidad en el período posterior a la licitación (MW)	Anterior sistema de apoyo operativo no basado en licitaciones	Variación porcentual (en comparación con los tres años anteriores a licitación)
Dinamarca — Fotovoltaica	2018	99,7	131,3	Prima regulada	32 %
Dinamarca — Eólica terrestre	2020	196,7	136,0	Prima regulada	– 31 %
Finlandia — Eólica terrestre	2020	239,3	302,0	Tarifa regulada	26 %
Francia — Fotovoltaica	2014	1 411,0	921,0	Tarifa regulada	– 35 %
Alemania — Fotovoltaica	2017	1 323,0	3 276,0	Tarifa regulada	148 %
Alemania — Eólica terrestre	2018	4 549,0	1 517,0	Tarifa regulada	– 67 %
Grecia — Fotovoltaica	2017	8,3	160,8	Tarifa regulada	1 829 %
Grecia — Eólica terrestre	2019	242,7	622,0	Tarifa regulada	156 %
Italia — Eólica terrestre	2015	594,7	105,2	Certificado verde	– 82 %
Lituania — Eólica terrestre	2015	25,6	37,2	Tarifa regulada	45 %
Luxemburgo — Fotovoltaica	2020	12,7	35,0	Tarifa regulada	176 %
Países Bajos — Fotovoltaica	2015	286,0	1 534,3	Tarifa regulada	436 %
Países Bajos — Eólica terrestre	2016	320,7	223,4	Tarifa regulada	– 30 %
Polonia — Fotovoltaica	2019	151,3	1 687,0	Certificado verde	1 015 %
Eslovenia — Fotovoltaica	2018	9,7	6,7	Tarifa regulada	– 31 %
España — Fotovoltaica	2020	1 420,0	2 812,0	Ninguno ¹³	98 %
España — Eólica terrestre	2019	179,0	1 859,5	Ninguno	939 %

Fuente: cálculos propios basados en IRENA (2021)

¹² Una interpretación de los índices elevados de finalización como porcentaje de los proyectos de una licitación que se finalizan íntegramente y a tiempo iría más allá del alcance del informe, ya que dicho porcentaje depende de las características del diseño de la licitación (por ejemplo, el sistema de sanciones, los requisitos de preselección, etc.) y, por tanto, de la elección de la opción de licitación que requeriría una comparación entre los índices.

¹³ En España existía una tarifa regulada, pero se suspendió, lo que impidió la construcción de nuevos proyectos en el marco del sistema.

Gráfico 5: Comparación de la media anual de nueva capacidad en los períodos anterior y posterior a la licitación

En el cuadro se presentan diecisiete casos, de los cuales once muestran una variación positiva de nueva capacidad anual. En muchos casos, la magnitud de este crecimiento es muy elevada, lo que puede deberse a dos situaciones.

En primer lugar, hay países en los que la tecnología pertinente no estaba disponible o no estaba bien establecida antes del período de licitación. En estos casos, puede argumentarse que el sistema de apoyo basado en licitaciones supuso la primera oportunidad real para que los productores recibieran apoyo e iniciaran el despliegue a gran escala. Esta explicación es válida principalmente para la energía fotovoltaica, ya que esta tecnología maduró de manera más tardía en Europa, por lo que la aplicación del modelo de licitaciones coincidió con la madurez tecnológica. Dos buenos ejemplos son Países Bajos y Polonia, donde, antes del sistema de licitación, los aumentos de capacidad fotovoltaica eran menores, pero el sistema de licitación aceleró el desarrollo tecnológico. En Alemania y Luxemburgo puede observarse un aumento similar de la capacidad fotovoltaica, incluso partiendo de un valor de referencia anterior a la licitación más elevado.

En segundo lugar, hay algunos países en los que el aumento de la capacidad era muy bajo en los años inmediatamente anteriores a la introducción de la licitación debido a la normativa del país. Por lo que se refiere a estos países, resulta evidente que, siempre que se facilita apoyo, se observan grandes ampliaciones de capacidad.

Para los casos en que la nueva capacidad se reduce en comparación con el período anterior a la licitación existen varias explicaciones. En primer lugar, si una tecnología puede considerarse madura en un país con una capacidad operativa ya elevada, se prevé una reducción natural de los nuevos aumentos de capacidad. En estos casos, los problemas de disponibilidad de la red también pueden incentivar a los subastadores a reducir los volúmenes ofrecidos en las subastas. Asimismo, sobre todo en el caso de la tecnología eólica terrestre, cuando ya se cuenta con una gran capacidad instalada en el país, es posible que la falta de ubicaciones adecuadas ocasione problemas en el despliegue, lo que puede limitar significativamente las ampliaciones de capacidad. Por último, es importante tener en cuenta que, cuando las tarifas reguladas proporcionaron un apoyo muy generoso a los nuevos proyectos, el despliegue en el sistema anterior a la licitación fue más rápido. En estos casos, es posible que una remuneración más baja basada en la licitación proporcione menos incentivos a los productores para la creación de nueva capacidad de energía renovable.

En 2021 se observa un drástico aumento de la nueva capacidad de energía renovable basada en contratos de compra de electricidad (CCE)¹⁴. Esto se debe en parte a la creciente madurez del mercado de los CCE, así como al aumento de los precios de mercado de la electricidad, que generan un aumento de la demanda de CCE por parte de las empresas adquirientes. Además, existe una interacción entre la disponibilidad de sistemas de apoyo público y el mercado de los CCE. Por ejemplo, la cancelación de las licitaciones para múltiples tecnologías en Lituania en 2020 y en Dinamarca en 2021 a consecuencia de la baja participación ha propiciado la aparición de una serie de proyectos de CCE para el despliegue

¹⁴ En 2021, la capacidad total contratada a través de CCE ascendía a 6,7 GW en Europa, con España, Suecia y Alemania como líderes del mercado.

de capacidades adicionales de energías renovables, lo que sugiere que los CCE pueden suponer una alternativa a los sistemas de apoyo público más atractiva y basada en el mercado. Los efectos concretos de la cancelación de los sistemas de apoyo en un mercado de los CCE cada vez mayor no pueden confirmarse mediante análisis cuantitativo, ya que los CCE apenas han empezado a desarrollarse en un reducido número de países de la UE en los últimos dos años y se dispone de datos muy limitados a este respecto.

Conclusiones para la dimensión 3: índices elevados de finalización de los proyectos

- Las licitaciones contribuyen significativamente a la ampliación de la capacidad de los proyectos de energía eólica y solar, sin perjuicio de otros factores externos. La ampliación de la capacidad posterior a la subasta es mayor que en el período anterior a la introducción de licitaciones en muchos de los sistemas europeos.
- El despliegue más lento se produjo principalmente en países en los que, en el momento de la introducción de las licitaciones, la tecnología pertinente ya gozaba de una amplia implantación, pero la tasa de reducción es relativamente baja incluso en estos casos.
- En algunos países europeos, como Polonia o Países Bajos, la introducción de la subasta tuvo como consecuencia directa el inicio del despliegue a gran escala de una determinada tecnología renovable (en este caso, la energía solar fotovoltaica).
- La capacidad contratada mediante CCE experimenta un aumento significativo: este muy positivo avance representa una vía alternativa o complementaria a las licitaciones y puede dar lugar a subastas con un número insuficiente de suscripciones.

3.4. Participación no discriminatoria de los pequeños actores y, en su caso, las autoridades locales

La dimensión del rendimiento «permitir la participación no discriminatoria de los pequeños actores y, en su caso, las autoridades locales», establecida en el artículo 4, apartado 8, letra d), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables, se interpreta en el presente informe como la capacidad de los pequeños actores para participar con proyectos de pequeño tamaño en igualdad de condiciones y ser adjudicatarios de licitaciones. El indicador para medir esta dimensión es el tamaño medio de los nuevos proyectos adjudicados mediante licitación, que muestra la manera en la que el diseño de la licitación permitió ofrecer los incentivos necesarios para hacer frente a los obstáculos que en un primer momento afectaban a los pequeños actores (por ejemplo, la falta de economías de escala, peores condiciones de préstamo, mayor coste del proyecto respecto de la producción de energía, menor nivel de especialización). Dado que no se dispone de ejemplos de autoridades locales que participen en la licitación como licitadores, los aspectos de la licitación relativos a la participación de las partes interesadas locales en un sentido más amplio se abordan en la sección 3.6.

El nivel de participación de pequeños actores y proyectos viene determinado por las restricciones de tamaño del proyecto incluidas en el diseño de la licitación. Para facilitar una visión de conjunto, pueden distinguirse cuatro tipos de diseño de las licitaciones con respecto a las restricciones de tamaño del proyecto:

- *pequeño*: incluye las licitaciones destinadas a proyectos a pequeña escala con una capacidad de hasta 1 MW para la energía solar fotovoltaica y de 3 MW para la energía eólica terrestre;

- *equilibrado*: incluye las licitaciones que permiten la participación de proyectos a pequeña escala, al menos en cierta medida (menos de 1 MW para la energía solar fotovoltaica y de 3 MW para la energía eólica terrestre), y de proyectos de tamaño medio (hasta 50 MW) en pie de igualdad, es decir, permitiendo la competencia entre ellos, pero excluyendo proyectos muy grandes para evitar las ventajas en los precios resultantes de las economías de escala;
- *categoría de tamaño*: incluye las licitaciones paralelas, organizadas en el plazo de un año, en las que al menos una licitación va dirigida a proyectos a pequeña escala y al menos otra a proyectos a gran escala, de forma que los dos tipos de proyectos no compiten entre sí;
- *grandes*: incluye las licitaciones en las que se excluyeron los proyectos a pequeña escala o no se estableció un límite máximo de capacidad de las licitaciones.

Energía solar fotovoltaica

Los resultados del análisis para el período 2010-2020 muestran que Croacia, Estonia, Francia y Polonia son los países en los que, en años concretos, el diseño de las licitaciones solo abarcaba directamente proyectos a pequeña escala. En Croacia se llevó a cabo una licitación piloto exclusiva para pequeños proyectos, así como otras dos en Estonia, pero ambos países están planificando la próxima introducción de licitaciones a gran escala. En Polonia, el procedimiento de licitación se inició con licitaciones a pequeña escala en 2016 y 2017, pero en años posteriores también se organizaron de manera paralela licitaciones a gran escala. Las primeras licitaciones en Francia también iban dirigidas a proyectos a pequeña escala: en los años 2014 y 2016 solo se organizaron subastas de este tipo. El tamaño medio de los proyectos de estas licitaciones es muy bajo, oscilando entre los 0,24 MW y los 0,65 MW.

En numerosos países (Dinamarca, Francia, Grecia, Hungría, Italia, Luxemburgo y Polonia) se concedió un trato especial a los proyectos a pequeña escala en el marco de la opción «categoría de tamaño». Además, los Países Bajos llevaron a cabo una subasta de reloj ascendente dinámica, con precios máximos diferentes para los diversos tamaños de proyectos de energía solar fotovoltaica. Así pues, en el caso de la energía solar fotovoltaica, esta solución basada en la organización de licitaciones paralelas en el plazo de un año, una de las cuales se dirige a proyectos a pequeña escala, puede considerarse común pero no universal en Europa. La categorización por tamaño tiende a mantener el tamaño medio de los proyectos más cercano a la pequeña escala, ya que los tamaños medios oscilan entre los 0,38 MW (Italia) y los 5,45 MW (Dinamarca).

Energía eólica terrestre

La opción de llevar a cabo licitaciones que favorecen a los proyectos a pequeña escala es menos común para la energía eólica terrestre que para la energía solar fotovoltaica: solo Estonia, en 2020, y Polonia, hasta 2018, las organizaron. El tamaño medio en ambos países fue inferior a 1 MW para los períodos correspondientes.

Con respecto a los otros tres tipos de diseño, los resultados son muy heterogéneos en toda Europa, lo que da lugar a tamaños medios muy diferentes. Los proyectos de menor tamaño se localizaron en Estonia, con un tamaño medio inferior a 0,5 MW, pero, en el mismo período, también Italia, Eslovenia y los Países Bajos obtuvieron valores bajos. Estos resultados

indican que los proyectos de energía eólica terrestre a pequeña escala son una solución viable para la combinación energética europea.

Los resultados a escala de la UE en cuanto al tamaño medio de los proyectos adjudicados en el marco de las cuatro opciones de diseño de las licitaciones se presentan en el cuadro que figura a continuación y, teniendo en cuenta la muy diversa composición de las opciones de diseño de las licitaciones entre la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre, permiten extraer las siguientes conclusiones: en primer lugar, existen licitaciones que conceden un trato preferente a la energía eólica a pequeña escala; en segundo lugar, la solución de «categoría de tamaño» da lugar, por término medio, a un menor tamaño medio de los proyectos, en comparación con la solución «equilibrada»; en tercer lugar, si no existe un límite máximo de capacidad y no se aplican categorías de tamaño, los proyectos muy grandes tienden a dominar los resultados de las subastas.

	Tamaño medio (MW) Energía solar fotovoltaica	Tamaño medio (MW) Energía eólica terrestre
PEQUEÑO	0,47	0,59
EQUILIBRADO	2,61	12,78
CATEGORÍA DE TAMAÑO	1,88	10,55
GRANDE	40,85	43,83

Fuente: cálculos propios basados en IRENA (2021)

Gráfico 7. Tamaño medio de los proyectos adjudicados en la UE en el marco de las cuatro opciones de diseño para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre

No obstante, es importante señalar que la limitación de tamaño en las licitaciones acarrea un importante descenso de la eficiencia de los precios, lo que también puede deberse a las economías de escala, el acceso a una mejor ubicación o a financiación y otros factores. Los costes de apoyo para la categoría «pequeño» tienden a ser superiores a los de la categoría «grande», como se muestra en el cuadro siguiente:

País y tecnología	Año de la subasta investigada	Precio medio ganador en la categoría «pequeño» (EUR_2019/MWh)	Precio medio ganador en la categoría «grande» (EUR_2019/MWh)	Diferencia de precios de las dos categorías
Francia — Fotovoltaica	2020	62,0	52,4	7,6
Grecia — Fotovoltaica	2018	79,4	64,6	14,8
Hungría — Fotovoltaica	2020	62,8	48,4	14,4
Italia — Fotovoltaica	2020	91,9	68,2	23,7
Polonia — Fotovoltaica	2020	57,3	49,9	7,4
Italia — Eólica terrestre	2020	134,8	68,3	66,5
Lituania — Eólica terrestre	2013	111,0	76,4	34,6
Polonia — Eólica terrestre	2018	83,7	46,6	37,1

Fuente: base de datos de subastas de AURES II

Gráfico 8: Comparación de los resultados de las subastas a pequeña y a gran escala en términos de precios medios adjudicados

Los resultados muestran que las licitaciones a pequeña escala, por separado, tienen un suplemento de precio notable, en la mayoría de los casos superior a 10 EUR/MWh, excepto en el caso de la energía fotovoltaica en Polonia y Francia. Esta bonificación sobre el precio es significativamente mayor para la energía eólica terrestre (30-40 EUR/MWh) que para la energía solar fotovoltaica (en torno a 11 EUR/MWh de media). Por lo tanto, la introducción de pliegos de condiciones que favorezcan a los proyectos a pequeña escala está asociada a una carga financiera adicional en términos de costes de apoyo abonados a los proyectos adjudicados.

Conclusiones para la dimensión 4: participación no discriminatoria de pequeños actores

- Más de la mitad de los países europeos ha organizado u organiza licitaciones para proyectos de energía solar fotovoltaica a pequeña escala, por lo que la introducción de categorías de tamaño para los proyectos de energía solar fotovoltaica puede considerarse una solución ampliamente (pero no universalmente) aplicada.
- En las licitaciones en las que no se fija un límite máximo de capacidad ni existe una separación en distintas categorías en función del tamaño, se tiende por lo general a la dominancia de los proyectos a gran escala, lo que hace que los proyectos más pequeños tengan menos posibilidades de ganar, debido principalmente a las economías de escala.
- En comparación con el establecimiento de un límite máximo de tamaño, las categorías de tamaño parecen ser más eficaces a la hora de fomentar la participación de los pequeños proyectos y, por tanto, de los pequeños actores.
- Cuando se aplica una solución por categoría de tamaño, la eficiencia de los precios disminuye notablemente. Asimismo, como los proyectos participantes se dividen según su tamaño, también puede reducirse la intensidad de la competencia.

3.5. Impacto ambiental

La dimensión del rendimiento «limitar el impacto medioambiental» establecida en el artículo 4, apartado 8, letra e), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables resulta compleja en la medida en que la relación teórica entre la aplicación de la asignación de apoyo basada en subastas y la limitación del impacto ambiental no es evidente. El principal factor que determina el impacto medioambiental no es si la asignación de la ayuda se basa en un proceso administrativo, de mercado o basado en licitaciones, sino el impacto que genera la capacidad de energía renovable, por ejemplo, al sustituir las centrales eléctricas convencionales y así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que depende de muchos otros factores, como la normativa medioambiental específica y la ubicación de la instalación. Los proyectos de energías renovables también pueden tener diversas repercusiones en otros objetivos medioambientales, como el suelo, el agua, la contaminación atmosférica y acústica o los hábitats. Por consiguiente, esta dimensión se analiza a través de estudios de caso que manifiestan algunos elementos de diseño específicos en relación con el impacto medioambiental más amplio de los proyectos de energías renovables adjudicados. Estos elementos de diseño que no están relacionados con los «objetivos principales» de una medida de apoyo pueden representar hasta el 30 % de la ponderación de todos los criterios de selección de una licitación, de conformidad con las normas sobre ayudas estatales¹⁵, por lo

¹⁵ Comunicación de la Comisión: Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 (2022/C 80/01), p. 50.

que constituyen un instrumento de potencial importancia para contribuir a objetivos políticos específicos (por ejemplo, la economía circular con criterios de reciclabilidad u otros criterios de sostenibilidad). Sin embargo, estos criterios deben estar cuidadosamente diseñados para no dar lugar a efectos proteccionistas que no estén en consonancia con las políticas de la UE o las normas de la OMC.

Estudio de caso: Italia

Italia aplicó un sistema de licitación entre 2019 y 2021 con siete subastas independientes. Se crearon diferentes categorías según el tamaño de los proyectos (umbral de 1 MW) y las tecnologías previstos.

En lo que se refiere a las pequeñas centrales hidroeléctricas (menos de 1 MW), los criterios de licitación permitieron que las centrales hidroeléctricas que cumplieran una lista de requisitos medioambientales relativos a la gestión del agua ocuparan una posición privilegiada en la licitación, independientemente del precio propuesto. En todas las rondas de licitación (excepto la última) se produjo un exceso de solicitud en las subastas, con lo que se logró uno de los objetivos de la licitación, puesto que ganaron los proyectos que más favorecían la calidad del agua. Por el contrario, el diseño de la licitación creó un incentivo negativo en términos de ofertas no competitivas, ya que era evidente que ganarían los proyectos que cumplían las condiciones requeridas, por lo que casi todos ellos ofrecieron el precio máximo de la subasta.

En el caso de las centrales de energía solar fotovoltaica (de menos de 1 MW), la licitación incluía una categoría aparte para proyectos de instalación de paneles solares en tejados en sustitución del amianto o la pizarra. Además, estos proyectos recibieron una prima de 10 EUR/MWh con respecto a otros tipos de pequeños proyectos de energía fotovoltaica. Los resultados de capacidad adjudicada en las licitaciones muestran un continuo aumento del interés por los proyectos de energía solar fotovoltaica a pequeña escala (8 MW en la primera ronda, que aumentó a 110 MW en la séptima ronda). Sin embargo, en esta categoría especial de energía fotovoltaica, los volúmenes que el Gobierno ofrecía en la ronda de licitaciones fueron muy elevados, lo que dio pie a que en todas las rondas de subastas hubiera una participación insuficiente, por lo que los precios ofrecidos fueron muy próximos al precio máximo. Además, se puede constatar un comportamiento adaptativo por parte de los licitadores, dado que, en la primera ronda, los licitadores ofrecieron un precio un 0,4 % inferior al límite máximo y, en la quinta, este porcentaje se redujo hasta el 0,01 %, lo que conlleva que la licitación no sea óptima en términos de rentabilidad.

Así pues, en este caso, las licitaciones dirigidas a proyectos con un impacto medioambiental específico no relacionado con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero lograron sus objetivos, pero no fomentaron la competencia ni la determinación de precios.

Estudio de caso: los Países Bajos

En los Países Bajos han realizado licitaciones basadas únicamente en el precio, aunque estas incluían requisitos de preselección, en particular una evaluación completa del impacto ambiental, en el caso de las licitaciones para emplazamientos específicos. Esto garantiza que se tengan en cuenta las repercusiones medioambientales del proyecto antes de tomarse la decisión de adjudicarlo a un licitador, y que se lleve a cabo una participación pública *ex ante* en la toma de decisiones.

Los datos no indican un riesgo de que un criterio medioambiental aplicado antes de la licitación repercuta en el precio. En los Países Bajos, donde la evaluación de impacto ambiental *ex ante* es obligatoria, el precio adjudicado es inferior al de otros países (comparables) donde no lo es. Esto confirma que es posible lograr una reducción considerable de los costes incluso en licitaciones que tienen en cuenta el impacto medioambiental de los proyectos.

Además, la experiencia de los Países Bajos muestra que los requisitos medioambientales de preselección evitan el riesgo de retrasos en la puesta en servicio de los proyectos, lo que repercute positivamente en el índice de finalización. Sin embargo, en los países en los que el proceso administrativo es largo, el requisito *ex ante* de autorización medioambiental podría hacer que la licitación fuera demasiado compleja y generar un riesgo de participación insuficiente.

Estudio de caso: España

España aprobó en 2020 una serie de reglamentos relativos a los procedimientos de licitación para las energías renovables. Estos incluyen la obligación de que, en una licitación, los licitadores presenten un plan estratégico que incluya el impacto estimado del proyecto en la cadena de valor industrial, para su publicación en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El plan estratégico debe incluir la estrategia de economía circular en relación con el tratamiento de los equipos al final de su vida útil y un análisis de la huella de carbono durante el ciclo de vida de las instalaciones, incluidos la fabricación y el transporte de los principales equipos utilizados. El objetivo de este requisito es imponer criterios de preselección que únicamente permitan la participación de proyectos cuyas cadenas de suministro estén en consonancia con una norma de emisiones predefinida. En consecuencia, se pide a los licitadores que demuestren su capacidad para llevar a cabo el proyecto en armonía con las «externalidades» medioambientales y, de este modo, lograr la máxima eficiencia en el uso de los recursos y la excelencia operativa a lo largo de toda la cadena de valor, de forma que el desarrollo y la construcción de la central tengan en última instancia un impacto positivo.

Conclusiones para la dimensión 5: impacto ambiental

- La aplicación de aspectos medioambientales adicionales a través de elementos de diseño en la licitación no es habitual en las subastas europeas.
- Los ejemplos de Italia y Países Bajos se presentan como casos positivos en los que los procedimientos de licitación establecen un requisito claro de preselección u otros elementos de diseño para garantizar que se tengan en cuenta las repercusiones medioambientales antes de adoptar la decisión final con respecto a la adjudicación de los proyectos. El desarrollo de criterios de evaluación y sistemas de ponderación específicos a modo de criterios clave de adjudicación tiende a mejorar la eficacia de la ejecución. Sin embargo, en caso de diseño inadecuado de la licitación, los criterios adicionales podrían producir resultados insatisfactorios en términos de rentabilidad.
- Estos criterios de preselección y diseños respetuosos con el medio ambiente pueden tener repercusiones adicionales en otros ámbitos durante el procedimiento de licitación, como una disminución de la rentabilidad (Italia) o unos índices de finalización potencialmente superiores (Países Bajos).

3.6. Aceptabilidad local

La dimensión del rendimiento «garantizar la aceptabilidad local» establecida en el artículo 4, apartado 8, letra f), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables se entiende como la aprobación por parte del público de la promoción de las energías renovables a nivel de las comunidades locales. Algunas de las cuestiones que más preocupan con respecto a los parques eólicos son la contaminación acústica percibida, los posibles daños a la vida silvestre local causados por las turbinas y el impacto paisajístico. Las características físicas específicas, como el olor de las plantas de biogás, son una queja frecuente de los residentes que viven cerca de este tipo de instalaciones. En el caso de la energía solar, las preocupaciones incluyen el impacto negativo en el paisaje. Existen ejemplos de opciones de diseño de licitaciones que pueden mitigar las dificultades relacionadas con la aceptabilidad local mediante, por ejemplo, la promoción del reparto de los beneficios de los proyectos de energías renovables con las comunidades locales. Estos ejemplos pueden considerarse en el contexto de las mejores prácticas en materia de aceptación y participación de la comunidad, descritas en las Orientaciones de la Comisión sobre la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos¹⁶.

A las centrales eólicas de Polonia se les aplican ahora criterios de preselección relacionados con la ubicación, y los municipios declaran su voluntad de albergar la infraestructura de energía eólica. En este caso, el elemento de diseño es una participación *ex ante* de los gobiernos locales en la toma de decisiones sobre futuras inversiones en energía eólica terrestre, en consulta con la población. En España, el licitador está obligado a presentar un plan estratégico, mencionado en las dimensiones anteriores, que incluya una estimación del impacto en el empleo local y de las oportunidades de desarrollo empresarial local.

Las autoridades licitadoras de Alemania, Irlanda y Francia han optado por diseñar normas que mejoren la aceptabilidad local mediante la concesión de un trato preferente a las comunidades de energía.

En el caso de Alemania, las condiciones favorables previstas en la anterior ley de energías renovables fomentaron los proyectos de propiedad comunitaria, y las tres primeras rondas hasta noviembre de 2017 adjudicaron más del 90 % del volumen total de subastas de 2 890 MW a proyectos de comunidades de energía. Sin embargo, al cabo de dos años, solo se concedieron permisos de construcción para proyectos correspondientes a 167 MW de la capacidad eólica adjudicada. Además, un alto porcentaje de la capacidad se adjudicó a solo tres promotores profesionales de múltiples proyectos, que cooperaron con personas físicas en hasta sesenta proyectos por un volumen total de 1 GW, con lo que retuvieron formalmente la mayoría de los derechos de voto de los ciudadanos. Tras la supresión de los requisitos de licitación más permisivos, el porcentaje de proyectos comunitarios en las licitaciones disminuyó significativamente, pasando del 71-88 % del volumen de ofertas en 2017 a menos del 16 % a finales de 2018.

También se concede un trato preferente a las comunidades de energía en Irlanda, donde las licitaciones disponen de una categoría aparte para facilitar la participación de estas comunidades. En la definición de esta categoría *ad hoc* se incluyen umbrales de tamaño, cuyo objetivo es evitar la discriminación de determinados actores. De los ochenta y dos proyectos

¹⁶ SWD/2022/0149 final, de 18.5.2022.

de energías renovables adjudicados después de que el Gobierno aprobara los resultados de la primera licitación, siete están gestionados por comunidades de energía (cinco proyectos comunitarios de energía solar y dos de energía eólica terrestre). A raíz de esto surgieron nuevos promotores de proyectos profesionales a nivel local que han participado activamente en la creación de estos proyectos.

En 2016 se introdujo en Francia una «bonificación» específica para la participación ciudadana, con el objetivo de aumentar la aceptación pública. Para poder optar a la bonificación, los licitadores debían demostrar la participación local a través de dos modelos de propiedad diferentes: i) el volumen de capital en poder de los ciudadanos; o ii) la participación ciudadana en la financiación global del proyecto. La bonificación consiste en un pago adicional de 0,1 o 0,3 céntimos/kWh complementario a los costes de apoyo, establecido en la licitación y que se abona a lo largo de todo el período contractual de veinte años. Desde 2016, una media del 36 % de los proyectos adjudicados ha solicitado la bonificación, teniendo en cuenta todas las rondas de licitación. La experiencia demuestra que la bonificación logró incentivar a los promotores de proyectos a proponer estructuras accionariales más participativas. La implicación de personas físicas en la financiación de proyectos de energías renovables por parte de promotores profesionales de proyectos en Francia se llevó a cabo a través de plataformas de financiación participativa específicas. Entre 2014 y 2017, los fondos procedentes de ciudadanos movilizados para proyectos de energías renovables a través de este tipo de plataformas aumentaron de 120 000 EUR a 20,5 millones EUR. No obstante, también surgieron determinados retos. Los promotores de proyectos utilizaron esta bonificación principalmente para aumentar sus posibilidades de ganar en rondas de licitación altamente competitivas. El criterio de admisibilidad de la bonificación que exige que los ciudadanos tengan su residencia principal en la misma zona o en la zona limítrofe del emplazamiento del proyecto acarrea dificultades en regiones con una baja densidad de población. Los agentes comunitarios suelen estar representados únicamente de forma indirecta y agregada en la gobernanza y los promotores de proyectos solo deben atenerse a los criterios de admisibilidad durante tres años a partir de la fecha de puesta en servicio para recibir la bonificación de participación ciudadana.

Conclusiones para la dimensión 6: aceptabilidad local

- Los procedimientos de licitación pueden proporcionar el marco necesario para garantizar la aceptabilidad local, en particular cuando se concede un trato preferente a determinados licitadores que comparten los beneficios del despliegue de fuentes de energía renovables con las comunidades locales y dicho trato no genera una ventaja discriminatoria para el contenido local. Los proyectos en los que participan eficazmente los agentes locales pueden aportar un valor añadido sustancial en términos de aceptación local y acceso a capital privado adicional, lo que se traduce en una mayor participación (e inversión) de los ciudadanos. La participación local puede facilitar el proceso de adquisición de tierras y, por tanto, también la compleja fase previa al desarrollo (concesión de permisos).
- La experiencia a escala de la UE demuestra que los proyectos de las comunidades de energía participan en las subastas si se les concede un trato preferente. Sin embargo, la experiencia con las normas especiales no siempre es positiva. Algunos ejemplos en Alemania demostraron que el establecimiento de normas preferenciales que no estén bien diseñadas puede llevar a los promotores tradicionales a calificar artificialmente sus iniciativas como proyectos comunitarios.

- Si bien es probable que la aplicación de requisitos de licitación más permisivos (preselección menos estricta) para los proyectos a pequeña escala en la categoría general de la licitación tenga efectos distorsionadores, la experiencia con una categoría de licitación aparte dedicada específicamente a facilitar la participación de una determinada categoría es bastante positiva.
- Un incentivo para aumentar la aceptación pública de las energías renovables en un sentido más amplio es la bonificación de participación a los proyectos que impliquen a los ciudadanos en la financiación y la gobernanza del proyecto.

3.7. Seguridad del suministro e integración de la red

La última dimensión del rendimiento «garantizar la seguridad del suministro y la integración de la red», establecida en el artículo 4, apartado 8, letra g), de la Directiva sobre fuentes de energía renovables se interpreta como el impacto de las licitaciones en el mantenimiento de la estabilidad del sistema energético mediante el equilibrio de la generación y la demanda, teniendo en cuenta la variabilidad en cuanto a la generación de las energías renovables que se pretenden integrar en la red.

Una vez más, esta dimensión no está tan conectada con el impacto de la licitación como con factores externos. No obstante, algunos estudios de caso aportan ejemplos de cómo la seguridad del suministro y la integración de la red se reflejan en el diseño de la licitación para facilitar no solo el despliegue de nueva capacidad de energía renovable, sino también su integración eficaz en el sistema. Más allá de los estudios de caso, no es habitual que en la UE se incentive la electricidad flexible a través de licitaciones de energías renovables en las que la generación se complementa con tecnología de almacenamiento.

Estudio de caso: Portugal

En 2019 se diseñó en Portugal una licitación de energía solar fotovoltaica con características específicas destinadas a localizar los activos en ubicaciones en las que puedan aliviar la congestión del sistema. En las doce licitaciones sucesivas, los productores potenciales compitieron por los derechos de capacidad de conexión a la red en diferentes ubicaciones fijas en Portugal. De hecho, esta licitación apoyó las centrales solares fotovoltaicas mediante la asignación de las escasas capacidades de conexión, en lugar de la remuneración por la producción de electricidad renovable.

La licitación contó con un exceso de solicitud en casi todos los lotes, con ofertas en mínimos históricos, significativamente inferiores a los precios del mercado, lo que dio lugar a en obligaciones de reembolso para los productores. Para la capacidad de conexión a la red licitada, de 1 400 MW, se realizaron ofertas por un total de 10,19 GW y se adjudicó una capacidad de 1 150 MW. La diferencia entre la capacidad licitada y la adjudicada se debe a que, para un lote, no se recibió ninguna oferta en la subasta y, para otro, solo se presentó una oferta. Esto demuestra que, a pesar del gran exceso de solicitud promediado, los licitadores no estaban dispuestos a presentar ofertas por ubicaciones que no eran atractivas debido al bajo potencial de las energías renovables. Este escenario muestra una desventaja importante de las subastas para emplazamientos específicos, en las que la selección inadecuada de las ubicaciones puede dar lugar a resultados de participación insuficientes y, en un caso extremo pero realista, a la ausencia de ofertas presentadas.

Por otra parte, el modelo portugués permite una asignación óptima de la generación con respecto a la capacidad de la red existente. En un sistema con escasez de puntos de conexión disponibles, el sistema de licitación para zonas específicas sugiere que este elemento de diseño podría ser una forma novedosa de fomentar la minimización de los costes e integrar grandes cantidades de energías renovables variables, optimizando así las limitadas infraestructuras de transporte. En este ejemplo, el objetivo no es que las centrales de energía renovable reciban apoyo adicional —además del precio de mercado—, sino más bien que los productores compitan por la asignación de las escasas capacidades de conexión a la red.

Estudio de caso: Alemania

Alemania introdujo un diseño de licitación específico para la conexión a la red de energías renovables. El sistema de adjudicación a los ganadores de la licitación tiene en cuenta la ubicación de las centrales eléctricas. Las licitaciones definen zonas específicas para la expansión de la red de transporte que están significativamente sobrecargadas y requieren una mejora adicional de la red. En estas zonas se fija una cantidad máxima de electricidad renovable producida por proyectos de energía eólica, lo que permite que los nuevos proyectos de energía eólica marina o terrestre adjudicados mediante licitación se ajusten a los planes de desarrollo de la red de transporte de Alemania. Además, las ofertas para proyectos situados en alguna de esas zonas sobrecargadas se ven penalizadas por una prima virtual a los precios ofertados, lo que reduce su competitividad en la licitación.

El segundo tipo de licitación introduce una categoría específica para proyectos que combinan la generación y el almacenamiento de energía renovable. En 2021 se celebró la primera licitación de este tipo en Alemania, mediante la que se adjudicaron 258 MW de capacidad a dieciocho proyectos de centrales solares fotovoltaicas con almacenamiento de energía. La licitación contó con un exceso de solicitud, con cuarenta y tres ofertas por un volumen total de 509 MW. El sistema de remuneración era una prima regulada fija, lo que significa que el precio debía añadirse a modo de apoyo al precio de mercado. Las ofertas fueron considerablemente inferiores al precio máximo de la licitación (75 EUR/MWh), con lo que las ofertas adjudicadas se situaron entre 43 y 45 EUR/MWh de media. Sin embargo, desde la perspectiva de las licitaciones con primas reguladas fijas —una de las cuales acabó con un precio medio de 2 EUR/MWh en Dinamarca en 2019—, los valores del ejemplo alemán muestran que los costes de apoyo son considerablemente más elevados para los proyectos híbridos que combinan la generación y el almacenamiento.

Conclusiones para la dimensión 7: seguridad del suministro e integración de la red

- La aplicación de aspectos adicionales de integración de la red y seguridad del suministro a través de elementos de diseño de la licitación adicionales no es común en la UE.
- Los procedimientos de licitación en la Unión no han previsto una cartera de proyectos que combinen la producción y el almacenamiento de energías renovables.
- Tradicionalmente, las licitaciones de energías renovables en toda la Unión se organizan para conceder apoyo a los precios de la generación de electricidad en centrales de energía renovable, pero hay indicios de que esta lógica podría cambiar. Los sistemas para zonas específicas en Alemania y el caso de Portugal sugieren que los productores empezarán a competir por la posibilidad de conectarse, optimizando así la limitada infraestructura de la red de transporte y distribución. Se observan tendencias similares en el sector de la energía eólica marina.

- La expansión de la red requiere tiempo y los elementos de diseño de una licitación relativos a la ubicación pueden ayudar a garantizar que, mientras la red esté en expansión, la conexión de las energías renovables no se vea bloqueada por las limitaciones de la infraestructura de la red. Unos requisitos de preselección claros que garanticen el acceso a la red pueden permitir una mejor coordinación entre la construcción del proyecto y la expansión de la red necesaria, pero en algunos casos esto puede dar lugar a una competencia menos intensa.
- Desde el punto de vista sistémico, el sistema de subastas por zonas específicas podría suponer una forma novedosa de fomentar la minimización de los costes de integración de grandes cantidades de energías renovables variables en el sistema, en particular en los países con escasez de puntos de conexión disponibles. Sin embargo, en una subasta de este tipo puede ser necesario considerar también la fijación de precios locales de la electricidad para impulsar el desarrollo de proyectos en las ubicaciones más útiles de manera rentable.
- Los incentivos a la ubicación (en particular la bonificación o penalización de las ofertas ubicadas en zonas con capacidad de red disponible o insuficiente y las cuotas de capacidad máxima) en determinadas zonas pueden evitar la concentración de proyectos en zonas ricas en recursos pero potencialmente difíciles de conectar.

4. Conclusiones finales

La conclusión general más importante del informe es que la introducción de licitaciones para las energías renovables fue un claro éxito para la Unión Europea. El análisis de las dimensiones de rendimiento muestra que, en muchos Estados miembros, las licitaciones redujeron significativamente los costes de apoyo en comparación con los sistemas administrativos, mejoraron el despliegue de capacidades renovables y proporcionaron un marco sólido para las mejoras tecnológicas.

La reducción de los costes parece ser claramente la dimensión en la que las licitaciones para energías renovables aportaron más beneficios. Los responsables políticos pasaron de la oferta de tarifas reguladas fijadas administrativamente a sistemas de licitación competitiva para determinar el nivel de apoyo necesario y, de este modo, asignar la subvención más baja posible por producto energético o capacidad. La inclusión de las fuerzas del mercado mediante procedimientos de licitación contribuyó a mejorar la determinación de precios y ejerció presión para reducir los costes de los proyectos, lo que a su vez dio lugar a una reducción de los costes de apoyo y de la carga para los consumidores y el presupuesto del Estado.

Las licitaciones lograron resultados positivos en términos de aumento de capacidad, así como en cuanto a la elevada tasa de finalización de los proyectos adjudicados, sin perjuicio de factores adicionales. En algunos países, la introducción de licitaciones fue la medida reguladora que desencadenó el despliegue generalizado de algunas tecnologías renovables y, en muchos otros, las licitaciones contribuyeron a un despliegue más rápido de este tipo de tecnologías.

Por lo que se refiere al desarrollo tecnológico, el papel de las licitaciones no resulta tan evidente. Proporcionaron un marco sólido para la mejora, en particular en aquellos países en que la tecnología no estaba madura en el momento de la introducción de las licitaciones. Sin embargo, los factores externos relacionados con las tendencias tecnológicas mundiales parecen ser el principal factor para el desarrollo tecnológico de las energías renovables.

En varios países se facilitó la participación de pequeños actores a través de elementos específicos de diseño de las licitaciones. Sin embargo, al introducirse umbrales para proyectos a pequeña escala, disminuye la rentabilidad de la licitación y se elevan los niveles de los costes de apoyo.

Las licitaciones pueden garantizar que se tengan en cuenta repercusiones medioambientales distintas de la reducción de emisiones antes de adoptar la decisión final con respecto a la adjudicación de los proyectos. Por lo tanto, pueden contribuir a la consecución de diferentes objetivos medioambientales. Las licitaciones también pueden generar un impacto en términos de aceptación pública de las energías renovables y seguridad del suministro. Los procedimientos competitivos pueden contribuir a la consecución de los objetivos de estas tres últimas dimensiones mediante elementos específicos de diseño de la licitación que introduzcan criterios de selección adicionales. Sin embargo, como conclusión general, puede afirmarse que a menudo existe un compromiso entre los elementos de diseño introducidos y la eficiencia de los precios.

De cara al futuro, sobre la base de los datos de rendimiento de licitaciones pasadas, cabe esperar que los sistemas de licitación afronten algunos retos y transformaciones en el futuro. Los resultados recientes de las licitaciones de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre muestran que los precios de ejercicio son muy cercanos o, en algunos casos, inferiores a los precios al por mayor esperados a largo plazo, especialmente cuando los precios al por mayor son inesperadamente elevados. Esto justifica la elección de una prima variable bilateral como opción de diseño de las licitaciones, en particular para las tecnologías que estén próximas a alcanzar o hayan alcanzado tal punto de madurez que no necesiten apoyo público. Dado que las licitaciones se organizaron en un primer momento como instrumento para la concesión de apoyo, su papel podría disminuir. Hay datos recientes que muestran que los CCE se están convirtiendo en una vía atractiva para el desarrollo basado en el mercado de proyectos de energías renovables, lo que repercutirá en el diseño de las subastas, ya que estas podrían hacer frente a una menor participación, especialmente en mercados en los que la cartera de proyectos de energías renovables es relativamente pequeña. Esto implica que los sistemas de licitación tendrán que adaptarse para complementar o estar en sinergia con proyectos de energías renovables financiados (parcialmente) a través de CCE.

Aunque las licitaciones pudieran resultar menos pertinentes en términos de apoyo financiero, mantendrían su papel estratégico como instrumento para el desembolso eficaz de recursos limitados. Ejemplos como las subastas de Portugal, que asignan capacidad de conexión a la red, muestran que el proceso de licitación puede redefinirse y vincularse a la integración de la red en lugar de a su objetivo original de conceder apoyo operativo.

Aún está por determinar el impacto adicional de los sistemas de apoyo mediante licitaciones como instrumento para fomentar el despliegue de las energías renovables y así contribuir a los objetivos del Pacto Verde Europeo y a la aplicación del plan REPowerEU, así como las repercusiones reales de las últimas tendencias en las licitaciones, aspectos que se describirán en el próximo informe de la Comisión de conformidad con el artículo 8, apartado 4, de la Directiva sobre fuentes de energía renovables.