

INFORME

08-2020

TENDENCIAS INTERNACIONALES EN EL DISEÑO APROPIADO DE SUBASTAS PARA RENOVABLES

Pablo del Río, Investigador del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC)



Funseam

Fundación para la Sostenibilidad
Energética y Ambiental

NOTA DE AUTOR. Este documento ha sido realizado para Funseam - Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental. Tanto el contenido como las conclusiones del documento reflejan la opinión del autor. Estas opiniones no vinculan a las Empresas Patronas de Funseam.

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Aspectos básicos de la economía y política de las energías renovables	4
2.1. Economía de las energías renovables: Los costes	4
2.2. Marcos de apoyo en energías renovables	6
3. ¿Porque nos fijamos en las subastas?	8
4. ¿Cuáles han sido sus problemas?	12
5. Marco de análisis de las subastas y sus elementos de diseño	14
6. El diseño de las subastas de renovables: opciones, utilización y ventajas y desventajas	16
6.1. Opciones	16
6.2. Ventajas y desventajas de distintas alternativas	20
6.3. Utilización de los diferentes elementos de diseño en las subastas de renovables	27
6.3.1. Metodología	27
6.3.2. Aplicación de los elementos de diseño	28
6.3.3. Evolución de la aplicación de los elementos de diseño	33
7. Tendencias y diseños innovadores	35
8. Conclusión	41
Agradecimientos	42
Referencias bibliográficas	42

TENDENCIAS INTERNACIONALES EN EL DISEÑO DE LAS SUBASTAS PARA RENOVABLES

1. Introducción

Las subastas han sido y son actualmente el instrumento dominante a nivel mundial para fomentar la electricidad renovable. Existe ya una considerable experiencia acumulada en el uso de este mecanismo de apoyo, de la cual se pueden extraer lecciones para su diseño en el futuro. Además, es posible identificar una serie de tendencias recientes en su diseño para adaptarse a los nuevos contextos energéticos o de las propias tecnologías renovables, tales como una mayor participación de las energías renovables variables en los mercados eléctricos y una reducción considerable de sus costes. El objetivo de este trabajo es, precisamente, aportar una reflexión general sobre el diseño de las subastas, teniendo en cuenta las experiencias internacionales e identificar los diseños más frecuentes, así como su evolución en el tiempo.

Este informe se estructura de la siguiente manera. La siguiente sección aporta, brevemente, una serie de consideraciones conceptuales básicas sobre la economía y política de las energías renovables que es necesario tener en cuenta en el resto del informe. La sección 3 menciona las principales razones por las que las subastas merecen una especial atención en este momento como mecanismo de apoyo. La sección 4 identifica algunos de sus problemas en el pasado. La sección 5 aporta el marco de análisis de las subastas y sus elementos de diseño. La sección 6 está dedicada al diseño de las subastas de renovables. En ella se mencionan las opciones de diseño y su utilización a nivel mundial y las ventajas y desventajas que se derivan de su utilización. La sección 7 está dedicada a los diseños innovadores. En ella se identifican tendencias muy recientes en el diseño, que tratan de abordar los aspectos mencionados anteriormente para adaptarse a un nuevo contexto energético y tecnológico. El trabajo se cierra con un apartado de conclusiones.

2. Aspectos básicos de la economía y política de las energías renovables

2.1. Economía de las energías renovables: Los costes

Los costes para el sistema eléctrico son la suma de los costes directos e indirectos. Los costes directos de generación incluyen los costes de inversión, capital y variables de los proyectos.

Un rasgo común a todas las tecnologías renovables es que son tecnologías intensivas en capital en las que los costes fijos tienen una gran importancia en su estructura de costes. Por ejemplo, según IEA-RETD (2016), de los costes totales, los costes fijos en las tecnologías renovables (proyectos en EE. UU.) representan entre un 48% en la biomasa y un 95% en la fotovoltaica (FV), con un 78% para la biomasa, un 84% para la solar termoeléctrica, un 89% para la hidráulica y un 90% para la eólica terrestre. En contraste, los costes fijos suponen generalmente un menor porcentaje en las tecnologías convencionales (ciclo combinado de gas natural (CCGT): 27 a 29%; carbón: 67-68%; nuclear: 80%). La mayor intensidad de capital es relevante a efectos de diseño regulatorio, pues los riesgos de distinto tipo que afrontan estas tecnologías se transmiten inmediatamente en una mayor prima de riesgo, encareciendo su financiación y los costes de los proyectos, por lo que mantener esos riesgos a un nivel relativamente bajo (sobre todo, los riesgos regulatorios) es especialmente conveniente. Al depender más que otras tecnologías de generación de las regulaciones, la estabilidad regulatoria es particularmente deseable (véase sección 3).

Una forma estándar de calcular los costes (directos) de la generación es a través de los denominados costes nivelados de generación eléctrica (*levelised electricity costs* o LEC, por sus siglas en inglés). El LEC se define como el ratio de los gastos totales con respecto a la generación esperada durante toda la vida útil de la instalación, expresados en términos de valor presente (Nuclear Energy Agency y International Energy Agency 2005). Una de las ventajas del LEC es su relativa facilidad de cálculo, al incluir sólo los costes directos (IEA-RETD 2016). Es sobre todo apropiada para calcular los costes de un determinado proyecto, o de un grupo de proyectos de una única tecnología. La siguiente tabla muestra la evolución de los LEC de distintas tecnologías renovables en el periodo 2010-2019.

Tabla 1. Evolución del LEC para diferentes tecnologías renovables (2010-2019) (USD2019/kWh)

Tecnología	2010	2019
Biomasa	0,076	0,066
Geotérmica	0,049	0,073
Hidráulica	0,037	0,047
Fotovoltaica	0,378	0,068
Solar termoeléctrica	0,346	0,182
Eólica marina	0,161	0,115
Eólica terrestre	0,086	0,053

Fuente: IRENA (2020). Datos del año de puesta en operación. Datos globales medios ponderados (2019 USD/kWh).

Sin embargo, el LEC no considera los cambios en los costes para el sistema relativos a la integración de las renovables en la red. Integrar crecientes participaciones de renovables variables (eólica y FV) puede dar lugar a costes adicionales de integración en el sistema, relacionados fundamentalmente con los costes de red y de los servicios de ajuste. El LEC es ciego al “cuando”, “donde” y “como” de la generación eléctrica (OCDE/IEA 2016).

Los costes indirectos incluyen, precisamente, los costes de los servicios de ajuste, los costes de perfil, los costes de red y los costes de transacción (tabla 2). Los costes indirectos están causados por la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico e incluyen los costes de extensión de la red y los costes de los servicios de ajuste. Los costes indirectos representan costes adicionales de un sistema de generación basado en renovables comparado con un sistema de referencia basado en combustibles fósiles.

Tabla 2. Componentes de los costes indirectos.

Componente	Descripción
Costes de los servicios de ajuste (<i>balancing costs</i>):	Tienen lugar porque la generación de energías renovables es incierta, debido a desviaciones de la generación real con respecto a la programada. Esos servicios aseguran que el sistema eléctrico pueda responder a los cambios en la demanda en un determinado momento.

<p>Costes de perfil (<i>profile costs</i>):</p>	<p>Son costes de respaldo (<i>back-up costs</i>) o capacidad adicional de tecnologías gestionables necesaria para asegurar la generación eléctrica cuando no hay viento o sol, es decir, como consecuencia de la variabilidad de las EE. RR.</p>
<p>Costes de red (<i>grid costs</i>):</p>	<p>Están relacionados con el refuerzo o extensión de las redes de transmisión o distribución. Los costes de red ocurren porque las plantas de EE. RR. están localizadas en muchas ocasiones lejos de los centros de consumo eléctrico y puede ser necesario realizar grandes inversiones en transmisión. También afloran debido a las restricciones de la red y la gestión de la congestión.</p>

Fuente: Breitschopf y Held (2013).

2.2. Marcos de apoyo en energías renovables

A pesar de que el énfasis se ha puesto tradicionalmente en los instrumentos de promoción de las energías renovables, los marcos de apoyo a estas energías deben verse más bien como un sistema con diferentes componentes o elementos: objetivos, condiciones marco, instrumentos, elementos de diseño y políticas complementarias. Se trataría de una jerarquía que va desde un elevado nivel de granularidad a uno más bajo.

El primer nivel son los objetivos de renovables. Estos pueden estar definidos en términos absolutos (capacidad o generación) o, lo que es más común en la Unión Europea, en términos relativos (porcentaje de renovables sobre el consumo energético total o sobre el consumo eléctrico). La fijación de objetivos es un aspecto clave de los marcos de apoyo, al dar una señal a los distintos agentes, lo que incentiva la inversión. 169 países tienen objetivos de energías renovables y 126 aplican políticas y regulaciones (REN21 2019).

En un segundo nivel, existen dos aspectos muy relevantes de las condiciones marco: el contexto de aplicación en el que las políticas van a ser aplicadas y, sobre todo, la estabilidad regulatoria. Con independencia del instrumento utilizado, es importante que este se mantenga, sin cambios retroactivos que modifiquen las condiciones bajo las cuales las inversiones se llevaron a cabo. La razón es que esos cambios, además de afectar a las inversiones ya realizadas, pueden influir negativamente en la percepción del clima inversor del país y desincentivar las inversiones futuras.

Con respecto a los instrumentos de promoción, existe una abundante literatura sobre el tema. Siguiendo la clasificación tradicional en la economía ambiental, puede distinguirse entre instrumentos de precios o de cantidades. En los primeros (tarifas y primas), los decisores públicos fijan el nivel de apoyo y es el “mercado” (los inversores) el que decide el nivel de inversión en renovables. En los instrumentos de cantidad (cuotas con certificados verdes negociables y subastas), el gobierno establece una cantidad, y es el mercado el que fija el precio o nivel de apoyo (precios de los certificados verdes o pujas adjudicadas, respectivamente). Aunque las subastas son sobre todo instrumentos de cantidad, normalmente nada es tan puro. A pesar de que se establece una cantidad (volumen subastado), también suelen contener un importante elemento de precios (precios máximos o, lo que es menos frecuente, precios mínimos). La tabla 3 describe los más relevantes instrumentos de promoción¹.

Tabla 3. Clasificación de los instrumentos de promoción de las renovables.

Categoría	Instrumento	Breve descripción
Precios	Tarifas (o <i>feed-in tariffs</i> , FIT)	Se trata de ayudas a la producción (es decir, por kWh generado), combinadas normalmente con una obligación de compra por parte de los distribuidores de electricidad. Los costes del apoyo son financiados por los consumidores eléctricos. Las tarifas conceden pagos totales por kWh de generación renovable
	Primas (<i>feed-in premiums</i> , FIP)	En cierta forma similares a las anteriores, las primas garantizan un pago por kWh que se añade al ingreso por la venta de la electricidad en el mercado mayorista.
Cantidades	Cuotas con certificados verdes negociables (CVNs)	La demanda de CVNs se genera por la obligación impuesta a los distribuidores de electricidad de que, al final del año, una determinada cantidad de CVNs corresponda a un determinado porcentaje de sus ventas de electricidad (“cuota”). Si estas empresas no cumplen con su obligación, entonces tendrán que pagar una penalización. La oferta de CVNs viene dada porque

¹ Además de los mencionados, pueden mencionarse las subvenciones a la inversión e Instrumentos fiscales.

		cada MWh de generación renovable genera automáticamente un CVN que es asignado al generador correspondiente y que este puede vender a los distribuidores. Por tanto, estos generadores se benefician de dos flujos de ingresos procedentes de dos mercados diferentes: el precio de mercado de la electricidad y el precio de mercado de los CVNs. El precio del CVN es el resultado de la interacción entre la oferta y la demanda y depende del nivel del objetivo (cuota) y de los costes de generación renovable.
	Subastas	El gobierno invita a los generadores renovables a competir bien por un determinado montante de dinero o por una determinada capacidad o generación renovable. Dentro de cada banda tecnológica, se concede la subvención a las pujas más baratas por kWh. La política se financia a través del recibo de la electricidad.

Fuente: del Río (2018).

Aunque la literatura ha centrado su foco de atención en la discusión de las ventajas e inconvenientes de distintos instrumentos, lo cierto es que ya desde hace tiempo se reconoce en esta literatura que la diferencia en el éxito de su funcionamiento viene marcada por los elementos de diseño concretos que cada instrumento adopta. Existen muchas opciones en este sentido. La sección 6 aporta una discusión pormenorizada de esta cuestión para el caso de las subastas.

Finalmente, existen muchos otros factores que influyen en la inversión en renovables y, en particular, otras políticas. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) distingue entre “políticas de despliegue” (*push*, *pull* y fiscales/financieros), políticas “habilitantes” (financieras, industriales, laborales, de protección social, educativas y de formación) y políticas “integradoras” (flexibilidad para el sistema, políticas de comportamiento, sector *coupling* e I+D).

3. ¿Porque nos fijamos en las subastas?

Existen fundamentalmente tres razones por las que debemos prestar atención a este mecanismo de apoyo: su gran difusión a nivel mundial, las ventajas que se le presuponen y el hecho de que son el instrumento que la regulación europea exige aplicar si se quiere promover públicamente las renovables.

Con respecto al primer punto, las subastas son el mecanismo estrella a nivel mundial. Su difusión en la última década, y especialmente en el último lustro, ha sido simplemente espectacular. 106 países habían aplicado este instrumento en 2019, frente a sólo 6 en 2005. Según los datos más recientes de IRENA (2019), entre 2017 y 2018 se adjudicaron un total de 110 GW de electricidad renovable, la mayoría de eólica y fotovoltaica, y la mayoría en Asia y Europa².

En la UE, 19 Estados Miembros disponen actualmente de un marco regulatorio de subastas, todos menos Suecia, Letonia, Bélgica, Austria, República Checa, Bulgaria, Rumania y Chipre (AURESII Project 2020). No obstante, es posible que, al igual que la difusión tecnológica sigue una curva logística o en forma de S, la adopción de este instrumento haya llegado a un punto de saturación, como consecuencia de su gran difusión reciente (que sugiere que su fase de mayor crecimiento ya ha pasado) así como por el hecho de que la reducción de los costes de las tecnologías renovables, que ya hoy tienen niveles muy competitivos con respecto a sus competidoras, harán menos necesario acudir a este (o a cualquier otro) instrumento de apoyo en el futuro.

La difusión de este instrumento a nivel mundial está relacionada con sus beneficios que se le presuponen, fundamentalmente con respecto a su “competidor”: la remuneración fijada administrativamente. Suele mencionarse que este último mecanismo de apoyo, que fue el más utilizado en el pasado y que aún hoy está ampliamente extendido, tiene una serie de problemas a la hora de fijar la remuneración recibida por los proyectos renovables. Al ser los decisores públicos los que establecen el nivel de la remuneración, existe un problema de información asimétrica, que da lugar a unos excesivos niveles de apoyo. La razón es que la información sobre los costes de las tecnologías está, sobre todo, en manos de aquellos que van a ser beneficiados por el instrumento de apoyo: los promotores de los proyectos. Y, si se pregunta a estos cuáles son esos costes, con el objetivo de fijar una remuneración a los proyectos que sea un poco superior (pero no muy superior) a esos costes para que sean rentables, existe un incentivo a declarar costes superiores a los reales. Esto, que implica una mayor remuneración de la necesaria, supone también que los consumidores van a pagar más de lo necesario en su factura

² Los valores absolutos y porcentajes de adjudicación por tecnologías son: fotovoltaica (57,4 GW, 51,9%), eólica terrestre (39,9 GW, 36,1%), eólica marina (9,7 GW, 8,8%), solar termoeléctrica (2,1GW, 1,9%), biomasa (1GW, 0,9%), minihidráulica (0,5GW, 0,5%) y biogás (0,07GW, 0,1%). Los valores absolutos y porcentajes de adjudicación por zonas geográficas son: Sur y Este de Asia y el Pacífico (40 GW, 36,1%), Europa (39,4 GW, 35,6%), América (12,6 GW, 11,4%), Oeste y Centro de Asia (11,2GW, 10,1%) y África (7,4 GW, 6,7%) (IRENA 2019).

eléctrica para promover esas tecnologías. Al permitir que los beneficiarios del apoyo puedan competir entre sí, en base a sus costes reales, los procedimientos de subastas permiten, a priori, mitigar este problema. Las subastas fomentan una presión competitiva cuya ausencia suele mencionarse como uno de los problemas de la remuneración administrativa. Esta presión competitiva no sólo estaría detrás de unos menores costes del apoyo, sino también de un mayor incentivo a la innovación, aunque esta relación, al menos para el caso de las subastas, no está probada empíricamente³. Es común mencionar las reducciones de las pujas en el tiempo como una señal de la eficiencia dinámica del instrumento. Por ejemplo, en un reciente informe, IRENA (2019, p.9) afirma que “el potencial de las subastas para lograr precios bajos ha sido la principal motivación para su adopción a nivel mundial”. En este informe se muestra la evolución en el tiempo de los precios de las subastas a nivel mundial para el periodo 2010-2018, tanto para la solar fotovoltaica como para la eólica terrestre. Las reducciones en los precios de la solar fotovoltaica fueron de 250/MWh en 2010 a USD 56/MWh en 2018 y los de la eólica desde los USD 75/MWh en 2010 a los USD 48/MWh en 2018⁴. Sin embargo, habría que atribuir, al menos en parte, esa evolución a la reducción de los costes de las propias tecnologías renovables, realmente impresionante en el caso de la fotovoltaica y la eólica. El mérito de las subastas estaría en ser capaces de reflejar esos costes de las tecnologías en las pujas.

Un problema asociado a la remuneración administrativa en el pasado, en cierto modo relacionado también con el problema de la información asimétrica, es la falta de control de cantidades que ha dado lugar a “booms” (y, por tanto, también el control de los costes totales del apoyo). Si la remuneración es excesiva, y muy atractiva, entonces eso hace muy atractivo la inversión en el sector y dispara la capacidad que se acoge a dicho apoyo. Esto sucedió en algunos casos en los que se utilizaba remuneración administrativa, especialmente en energía solar fotovoltaica, incluidos España, Italia o República Checa (véase del Río y Mir-Artigues 2014 para más detalles). La remuneración basada en cantidades, como es la subasta, elimina este problema de forma inherente a su diseño. Sin embargo, este problema podría haberse mitigado en la remuneración administrativa, estableciendo algún tipo de límite de las cantidades que

³ La innovación es un proceso muy complejo que depende de la influencia de diferentes factores, siendo las subastas solo uno de ellos. Además, la innovación depende de la creación de mercados para los productos que son objeto de esa innovación, y no está claro que las subastas sean superiores a la remuneración administrativa en la creación de esos mercados.

⁴ Los precios de las pujas son medias ponderadas a nivel mundial.

podían recibir el apoyo (en base, por ejemplo, al principio de que el primero-que-llega-se-lo-queda, o *first-come-first-served*). Por otro lado, no está claro que la transición energética no exija, precisamente, una gran difusión de la tecnología, aunque obviamente no de forma explosiva en un determinado año, sino más gradual en el tiempo.

Flexibilidad en su diseño, transparencia y mayores dificultades de cambios retroactivos son también otras ventajas del instrumento. Como mostramos más adelante, las subastas pueden diseñarse de distintas maneras para acomodar diferentes tipos de objetivos o ajustarse convenientemente a contextos determinados. Sin embargo, la remuneración administrativa tendría en teoría el mismo grado de flexibilidad.

La mayor transparencia en la fijación de la remuneración tiene que ver con el hecho de que esta se fija en el propio proceso competitivo y, ya sea en subastas dinámicas o estáticas (sobre cerrado), queda registrado quien puja que. En la remuneración administrativa, es el ente gubernamental correspondiente el que fija la remuneración, una decisión que puede considerarse arbitraria. Sin embargo, en la práctica, ni las subastas pueden ser tan transparentes en la fijación de los niveles de apoyo, pues existe el riesgo de acuerdo previo entre los licitantes, ni necesariamente la remuneración administrativa tiene porque ser tan arbitraria si se basa en un análisis sólido de los costes de las tecnologías.

En todo caso, para algunos, es precisamente esa mayor transparencia (el hecho de que la remuneración la fija “el mercado” y no un ente administrativo) lo que le da una mayor posibilidad de estabilidad, es decir, de no experimentar cambios retroactivos, como ha sido el caso en muchos países en los que se ha fijado de forma administrativa. Algunos defienden que la mayor sostenibilidad económica de las subastas (por los menores niveles de apoyo a los que dan lugar) genera también una mayor sostenibilidad política del instrumento que, según este razonamiento, estaría menos sujeto a los vaivenes políticos.

Finalmente, el impulso definitivo a las subastas ha venido de la mano de la regulación europea. Primero, las Directrices de Ayudas de Estado para la Protección Ambiental y la Energía 2014-2020 exigieron su utilización para promover las renovables desde el 1 de enero de 2017. Posteriormente, ha sido la propia Directiva de renovables (Directiva 2018/2001/EU), aprobada en 2018, la que ha institucionalizado el uso de este instrumento en la legislación europea. Según su artículo 4 (Sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables) “Los

Estados miembros garantizarán que el apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables se concede de forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria “.

En España este también ha sido el instrumento utilizado en el pasado más reciente, con dos subastas organizadas a nivel nacional en 2016 (para eólica y biomasa) y otras dos subastas celebradas en 2017, además de los procesos de licitación organizados en territorios extrapeninsulares⁵. En el futuro, este será el instrumento utilizado, al menos hasta 2030, periodo de vigencia temporal del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el que se establece que “El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW. De cara al despliegue de tecnologías renovables previsto para el sector eléctrico, el PNIEC, 2021-2030, contempla las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías, de acuerdo con la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables” (PNIEC, p.44). Recientemente se ha publicado el Real Decreto Ley 23/2020 y el proyecto de real decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Se convocarán subastas para renovables según las directrices de diseño establecidas en el PNIEC, con un modelo de subastas claramente diferenciado de las celebradas en 2016 y 2017 (véase del Río 2019 para más detalles).

4. ¿Cuáles han sido sus problemas?

Sin embargo, a pesar de los beneficios que prometen, las subastas no han estado exentas de problemas. Uno de los más importantes es su grado de eficacia, es decir, su contribución a que los proyectos renovables realmente se construyan. En este sentido, diversas fuentes muestran que las subastas han dado lugar, quizás con demasiada frecuencia a retrasos en la construcción de los proyectos e incluso a tasas de realización que están por debajo (o muy por debajo) del 100% de los volúmenes adjudicados (del Río y Linares 2014, Wigan et al 2016, Viscidi y Yépez 2019, IRENA 2019). Existen diversas razones por las que ha ocurrido esto, algunas tienen que ver con la falta de coordinación del procedimiento de la subasta con los procedimientos administrativos de concesión de permisos (de acceso y conexión, de construcción, de estudios de impacto ambiental...) que ha dado lugar a que los adjudicatarios en la subasta no tuvieran

⁵ Para un análisis detallado del diseño de estas subastas en un contexto internacional comparado, así como de su funcionamiento, véase del Río (2017b).

esos permisos y, por tanto, no pudieran comenzar a operar el proyecto. En otras ocasiones, puede haberse debido a un problema de “*underbidding*”. Tiene lugar porque los participantes pujan en la subasta de acuerdo con sus costes esperados cuando el proyecto va a construirse, que suele ser pasados unos años. Si los costes esperados en el momento de la puja son superiores a los costes reales en el momento de construir, entonces se produciría un menor beneficio, o incluso pérdidas (la denominada “maldición del ganador”). Eventualmente, esto daría lugar a que los adjudicatarios decidieran desistir de construir los proyectos, con efectos negativos en la eficacia de la subasta para promover las renovables.

Otros problemas de las subastas tienen que ver con la poca diversidad a la que dan lugar, tanto tecnológica como de actores. La primera cuestión se refiere a que, como consecuencia de ser un instrumento que fomenta el menor precio, las tecnologías de menor coste, menos maduras, no tienen muchas opciones de ser adjudicadas (del Río y Linares 2014). Por otro lado, con frecuencia se argumenta que las subastas son más aptas para las grandes empresas, y menos para las pequeñas. La razón es que la fuerte presión competitiva de las subastas hacía unos menores costes, y los mayores riesgos que implican, son más fácilmente abordables por las grandes empresas. No obstante, ambos problemas pueden mitigarse con la aplicación de opciones de diseño (por ejemplo, con subastas tecnológicamente específicas en el primer caso, o menores requerimientos para los pequeños actores en el segundo).

Finalmente, en la aplicación práctica del instrumento se han observado también algunos problemas de baja competencia, que han dado lugar a elevadas pujas, como ha sido el caso alemán en fotovoltaica (véase Grashof et al 2020 e IRENA 2019). En este caso concreto esto se ha debido a una fijación inadecuada de los volúmenes subastados, excesivos con respecto a la participación en la subasta.

La propia Comisión Europea admite implícitamente la posibilidad de que las subastas den lugar a alguno de los problemas mencionados. Por ejemplo, el artículo 126 de las Directrices de Ayudas de Estado establece una serie de presupuestos para que las subastas no sean utilizadas (exenciones): Sólo un limitado número de proyectos o lugares son elegibles, las subastas puedan dar lugar a mayores niveles de apoyo o a bajas tasas de realización de los proyectos. Además, se permite la exención para proyectos de pequeño tamaño (*regla de minimis*). La propia Directiva 2018/2001/EC también permite limitar la aplicación de las subastas. En su artículo 4.5 se establece que “Los Estados miembros podrán limitar los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías cuando la apertura de los sistemas de apoyo a todos los productores

de electricidad procedente de fuentes renovables diese lugar a resultados subóptimos, habida cuenta del potencial a largo plazo de una tecnología específica; la necesidad de diversificación; los costes de integración de la red; las limitaciones y la estabilidad de la red o la necesidad de prevenir distorsiones en los mercados de materias primas (en el caso de la biomasa)”. En el artículo 4.8 se menciona que, “a más tardar el 31 de diciembre de 2021 y, posteriormente, cada tres años, la Comisión informará al Parlamento Europeo y al Consejo acerca de los resultados del apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables concedido mediante licitación en la Unión, analizando en particular la capacidad de las licitaciones de: conseguir una reducción de los costes; conseguir mejoras tecnológicas; conseguir índices elevados de finalización de los proyectos; permitir la participación no discriminatoria de los pequeños actores y, en su caso, las autoridades locales; limitar el impacto medioambiental; garantizar la aceptabilidad local o garantizar la seguridad del suministro y la integración de la red”.

5. Marco de análisis de las subastas y sus elementos de diseño

Cuando se evalúa el éxito de una subasta de renovables, el análisis debe tener en cuenta diferentes aspectos: Precondiciones, condiciones de contexto, objetivos/prioridades y criterios de evaluación.

Lo primero, es necesario tener en cuenta que existen una serie de precondiciones para unas subastas exitosas. Estas incluyen la existencia de objetivos de política energética a medio y largo plazo (que estimulen la participación y permitan planificar inversiones a lo largo de toda la cadena de valor), un nivel de competencia suficiente (y, por tanto, un análisis previo del mercado que permita tener una idea aproximada del nivel de participación en la subasta), la coordinación de los procedimientos administrativos, acceso a red y subasta (de forma que uno de ellos no sea un cuello de botella para los demás) y subastas simples y transparentes (que estimulen la participación).

En segundo lugar, deben considerarse las condiciones de contexto, pues ello influye en la participación y también en el diseño de la propia subasta. En particular, resulta especialmente importante tener en cuenta las características del sector eléctrico y la existencia (o no) de una cadena de valor local.

Algo fundamental, que influirá en el diseño, son los objetivos del gobierno. Los gobiernos tienen diferentes objetivos, o al menos priorizan unos sobre otros. Según cual sea esa priorización, el diseño será uno u otro, pues el diseño refleja la mayor importancia dada a unos sobre otros. ¿Cuáles son esos objetivos? ¿Incrementar la capacidad instalada renovable? ¿Contener los costes del apoyo? ¿Promover la diversidad de actores? ¿Facilitar la creación de una industria local?

Por último, y en cierta forma relacionado con lo anterior, existen diferentes criterios para evaluar el éxito de la subasta. Los siguientes suelen mencionarse:

- **Eficacia.** Puede referirse al porcentaje en que el volumen ofrecido es adjudicado y contratado (eficacia “a priori”) o el porcentaje del volumen contratado que se construye, es decir, a la tasa de realización de los proyectos que han ganado en la subasta (eficacia “a posteriori”).
- **La eficiencia estática (costes del sistema)** se refiere a la minimización de los costes de generación, es decir lograr objetivos de difusión de renovables al menor coste de generación posible para el sistema (€, €/MWh). A su vez, estos costes incluyen los directos (una subasta es eficiente si los licitantes con los menores costes en términos de LCOE resultan adjudicados) y los indirectos (si se minimizan también esos costes, véase sección 1).
- **Minimización costes para los consumidores.** Este criterio se refiere a los niveles medios de apoyo por tecnología (€/MWh) y al montante total de los costes del apoyo (€). Esto depende directamente de los precios de las pujas resultantes en la subasta, que a su vez se ven influidos por los riesgos y los costes para los participantes en la subasta, es decir, para los eventuales promotores de los proyectos renovables. Por tanto, la minimización de riesgos (y los costes de participación) para los inversores es instrumental para conseguir unos precios menores en la subasta⁶.
- **Eficiencia dinámica.** Este criterio se refiere fundamentalmente a la reducción de los costes en el tiempo y al impacto en la innovación.

⁶ Nótese, sin embargo, que reducir los riesgos para esos actores no significa necesariamente reducir los riesgos para el sistema como tal, pues algunos de esos riesgos se transfieren a otros actores (consumidores).

- **Diversidad de actores.** Este criterio alude directamente a la necesidad de que las subastas den posibilidad de adjudicación a los pequeños actores, así como a las comunidades locales.
- **Creación/fomento de industria local.** Este criterio considera la capacidad de la subasta para promover una industria local en las distintas fases de la cadena de valor de las tecnologías renovables.

6. El diseño de las subastas de renovables: opciones, utilización y ventajas y desventajas.

Las subastas están aquí para quedarse, por los motivos apuntados en la sección 4. Hay al menos dos razones para prestar atención a su diseño: 1) Existe cierta flexibilidad sobre cómo pueden diseñarse, con diferentes alternativas; 2) Al igual que ocurre con otros mecanismos de apoyo, “el diablo está en los detalles”, es decir, el éxito de las subastas depende de la elección de los elementos de diseño.

En esta sección identificamos las distintas alternativas de diseño, sus ventajas e inconvenientes y su adopción en las subastas a nivel mundial.

6.1. Opciones

Existen muchas categorías de diseño posibles para las subastas de renovables, cada una con distintas alternativas (véase del Río et al 2015, del Río 2017). En este informe prestamos atención a las que consideramos más relevantes.

Volumen

Existen tres posibles formas de fijar el volumen a subastar: capacidad, generación o presupuesto.

- **Capacidad:** Se subasta una cantidad total de MW.
- **Generación eléctrica:** El volumen se establece en términos de MWh
- **Presupuesto:** Se subasta una cantidad total de apoyo. Puede combinarse con las otras dos alternativas

Otra cuestión relevante es si los volúmenes deben revelarse o no con carácter previo a la celebración de la subasta.

Calendario

La existencia o no de un requerimiento para realizar subastas en un periodo de tiempo determinado y la publicación o no de rondas con un calendario predefinido son elementos de diseño fundamentales. Fijar el número de rondas en un determinado año resulta una cuestión difícil, específica a cada tecnología.

Diversidad

Las subastas pueden organizarse de forma neutral con respecto a la participación o adjudicación de tecnologías, localizaciones, actores y tamaños de proyectos. En contraste, un determinado tipo de esas categorías puede promoverse a través de diversas opciones: incluyendo cuotas mínimas para una determinada alternativa, concediendo diferentes niveles de remuneración para diferentes alternativas o reduciendo los requisitos de precalificación para determinadas categorías (por ejemplo, pequeños actores).

Una distinción muy relevante en este contexto, sobre la que se ha escrito mucho, es la distinción entre subastas tecnológicamente neutras y las tecnológicamente específicas. En las primeras, todas las tecnologías renovables pueden participar y ser adjudicadas en la subasta. Sólo un determinado tipo de tecnología renovable puede participar en las subastas tecnológicamente específicas (o varias de ellas, en las denominadas subastas multi-tecnológicas).

Las subastas pueden ser también geográficamente neutras (no se exige que el proyecto se instale en una determinada localización) o geográficamente diversas (el gobierno preselecciona los lugares en los que se localizarán los proyectos adjudicados o se concede un incentivo a los participantes en la subasta para que los proyectos se construyan en determinados sitios).

Finalmente, un posible objetivo, en el contexto de la transición energética justa, es favorecer a los pequeños actores en la subasta, teniendo en cuenta que este mecanismo genera un incentivo a que los grandes actores dominen en la adjudicación de los contratos, al ser capaces de ofrecer menores pujas.

Condiciones de participación

Existen varios aspectos de participación en la subasta. El gobierno puede suministrar información sobre la calidad del recurso renovable en distintos emplazamientos, puede definir

reglas de concentración de participantes, establecer reglas de contenido local y fijar requisitos de precalificación. Estos últimos son necesarios para participar en la subasta y se aplican para mostrar la seriedad de la oferta. Pueden ser materiales, es decir referirse a las especificaciones del proyecto ofrecido (como, por ejemplo, requerimientos técnicos y de documentación o permisos) o a los licitantes (que deben suministrar evidencia de su capacidad técnica o financiera) o financieras (garantías económicas). Todo ello con el objetivo de mitigar el riesgo de falta de solvencia técnica y financiera de los participantes en la subasta así cómo desincentivar, en el caso concreto de las garantías económicas, propuestas de naturaleza especulativa. Como con otros elementos de diseño, el desafío es fijarlas a niveles apropiados (ni muy elevadas ni demasiado bajas).

Tipo y forma de remuneración

La remuneración en una subasta puede aportarse para la generación (MWh) o capacidad (MW). Además, existen distintos instrumentos para fijar la remuneración a la generación eléctrica:

- En las tarifas (*feed-in tariffs* o FITs), se concede un pago total por MWh de generación renovable y se paga en la forma de precios garantizados.
- En las primas (*feed-in premium* o FIPs), se concede un pago por MWh a la generación eléctrica, que es adicional al precio del mercado mayorista de la electricidad. Dentro de las primas existe una distinción relevante entre las fijas y las deslizantes. Las primas fijas se establecen en un momento dado y no se modifican. Por lo tanto, la remuneración total depende de los precios de mercado. En las primas deslizantes, el generador debe vender su electricidad en el mercado, y, además, recibe la diferencia entre ese precio de mercado y un precio de referencia (*strike price*) fijado en la subasta. Si el precio de mercado es superior a ese precio de referencia, el generador renovable no tiene que devolver la diferencia (sistema alemán). Si lo tiene que hacer cuando se trata de un contrato por diferencias (sistema británico).

En la UE, la Directiva de renovables exige que la remuneración se conceda a través de una prima y no a través de una tarifa, pues esta no fomenta la integración en el mercado de la electricidad renovable (aunque tiene menos riesgos para el inversor que aquella).

Criterios de selección de las ofertas ganadoras

En las subastas solo de precio, la orden de mérito de las ofertas se establece utilizando un único criterio: el precio (puja). En las subastas multicriterio el precio es el principal criterio junto con otros que, por ejemplo, pueden incluir reglas de contenido local, impacto en la I+D local, industria, empleo e impactos ambientales.

Formato de la subasta.

En una subasta de único producto, este es el que se adjudica y el producto no puede dividirse. En una subasta multiproducto, este se divide entre diferentes adjudicatarios y se puja por parte o el total de la cantidad subastada.

Tipo de subasta

Atendiendo al tipo de proceso, las subastas se pueden clasificar en: sobre cerrado, dinámica e híbrida. La subasta en sobre cerrado es aquella en la que los postores presentan su oferta en una sola ocasión y todas las ofertas se conocen (abren) de manera simultánea. En las subastas dinámicas, los postores conocen las ofertas de su competencia y pueden modificar la suya mientras la subasta está abierta. La subasta dinámica puede ser ascendente (inglesa) o descendente (holandesa). La subasta se puede hacer en dos fases, combinando una fase en sobre cerrado con una fase dinámica (subasta híbrida).

Reglas de precios

Existen básicamente dos formas diferentes de fijar los niveles de remuneración en las subastas de sobre cerrado: uniforme (o marginal) y discriminatoria. En las subastas de precio marginal (uniforme), todos los ganadores reciben el precio de referencia fijado por la última puja necesaria para cubrir la demanda o bien la primera puja que es rechazada. En la alternativa discriminatoria (*pay-as-bid*, PAB) cada ganador recibe su puja, es decir el precio que ha ofertado.

Precios máximos

Para limitar los costes del apoyo, puede fijarse un precio máximo para cada tecnología, por encima del cual no se consideran las pujas. Una vez más, fijar el precio máximo en un nivel “apropiado” no es una cuestión trivial. Un aspecto importante que decidir es si ese precio máximo debe o no revelarse antes de la celebración de la subasta.

Periodo de realización de los proyectos

Es necesario establecer fechas límites para construir los proyectos a los que se les ha otorgado un contrato en la subasta. Determinar la duración de este periodo es una cuestión fundamental, y deben evitarse periodos muy largos o cortos.

Penalizaciones

Las penalizaciones pueden ser de distintos tipos: puede impedirse la participación en las sucesivas subastas, reducirse el nivel de remuneración, reducirse el periodo de remuneración en función del retraso, confiscarse las garantías financieras u obligar a pagos directos (multas).

6.2. Ventajas y desventajas de distintas alternativas

Las distintas opciones de diseño tienen ventajas e inconvenientes según diferentes criterios. Puede consultarse del Río (2017) para un análisis pormenorizado de las ventajas e inconvenientes de las distintas opciones de diseño, ilustrándolas con ejemplos de subastas a nivel mundial. La siguiente tabla aporta un resumen del análisis de esas ventajas e inconvenientes.

Tabla 4. Elementos de diseño: adecuación a diferentes objetivos.

Categorías de elementos de diseño	Idoneidad de diferentes opciones para diferentes objetivos.
1. Métricas para fijar el volumen subastado	<p>Una métrica basada en la generación aporta certidumbre sobre los costes del apoyo, pero la eficacia no puede evaluarse hasta el final del periodo de remuneración. En la métrica basada en presupuesto, existe una certidumbre total sobre los costes del apoyo, pero el grado de generación eléctrica o de capacidad instalada al que dará lugar ese apoyo es incierto en el momento en el que se celebra la subasta. Con una métrica de capacidad, resulta fácil evaluar la construcción de proyectos renovables al principio (eficacia), aunque obviamente existe incertidumbre sobre los costes totales del apoyo y probablemente sea menos adecuada que una métrica de generación con respecto a la planificación y gestión del sector eléctrico. La métrica de capacidad suministra una señal más clara para los fabricantes de equipo que</p>

	<p>las otras métricas sobre cuál es el tamaño de mercado relevante, lo que facilita la creación de una cadena de suministro local.</p> <p>La publicación del volumen aporta certidumbre y reduce los riesgos para los potenciales inversores, lo que favorece la participación y la competencia, aunque existe el peligro de que esta información se utilice estratégicamente por parte de potenciales participantes en la subasta.</p>
<p>2. Calendario</p>	<p>Un calendario o elevada frecuencia (es decir, un número mínimo de rondas por año) sugiere un compromiso a largo plazo con el despliegue de las renovables, además de favorecer a la cadena de valor. Reduce los costes hundidos de la participación si, por ejemplo, los permisos administrativos pueden utilizarse en una siguiente ronda en caso de no ser adjudicado en una anterior. Esto reduce los riesgos para los inversores, facilita la financiación de los proyectos y fomenta la participación en la subasta. Por otro lado, la ausencia de un calendario aporta más flexibilidad a los subastadores, pues estos tienen más fácil adaptarse a circunstancias cambiantes.</p>
<p>3. Diversidad (tecnológica, geográfica, actores y tamaño)</p>	<p>En principio, las subastas tecnológicamente neutrales darían lugar a menores costes de generación directos y del apoyo, al competir diferentes tipos de tecnologías (mayor presión competitiva)⁷. Las tecnológicamente específicas podrían reducir los costes indirectos (y, por tanto, dar lugar a menores costes para el sistema), pues pueden promoverse diferentes tipos de tecnologías complementarias. Las distintas tecnologías renovables contribuyen de forma diferente a satisfacer la demanda eléctrica en diferentes horas del día. Si el objetivo es fomentar tecnologías menos maduras o una industria local, las subastas específicas por tecnología serían mejores.</p> <p>En las subastas específicas por localización, los costes del sistema serán probablemente menores que en las neutrales geográficamente, pues la congestión en determinados lugares y las restricciones de la red se tendrían en cuenta cuando se fijan las localizaciones. Sin embargo, las subastas en localizaciones concretas podrían dar lugar a una menor eficiencia asignativa, pues no necesariamente los mejores sitios en términos de recursos</p>

⁷ No obstante, algunos autores argumentan que las subastas específicas por tecnología darían lugar a menores costes del apoyo en virtud del principio de la discriminación de tercer grado (Mora et al 2017).

	<p>energéticos renovables serían los primeros en utilizarse, lo que daría lugar a unos costes de generación directos superiores y, por tanto, a mayores costes del apoyo. Por tanto, si el objetivo es minimizar los costes directos, la neutralidad geográfica sería una opción mejor. Pero si el objetivo es minimizar los costes indirectos, la diversidad geográfica es preferible. En los casos de una red débil, es recomendable organizar subastas específicas a localizaciones o proyectos concretos.</p> <p>Las subastas que promueven la diversidad de actores (por ejemplo, con una mayor remuneración a los actores pequeños, u organizando cuotas para ellos) darían lugar a unos mayores costes de generación y del apoyo. Además, si las empresas más grandes son las que tienen una mayor experiencia en la construcción de proyectos renovables, entonces las subastas neutrales con respecto a diferentes tipos de actores serían más eficaces. No obstante, la diversidad de actores es un objetivo en varios países, entre ellos España y Alemania. Además, es más probable que las subastas neutrales por tipos de actores dieran lugar a una mayor concentración de mercado y un mayor riesgo de colusión, lo que generaría una menor competencia y mayores costes del apoyo.</p> <p>Si los objetivos son tener unos menores costes de generación y del apoyo, entonces no deberían fijarse límites al tamaño de los proyectos, pues esto reduciría la posibilidad de tener economías de escala que den lugar a un menor coste.</p>
<p>4. Condiciones de participación</p>	<p>El suministro de información sobre el recurso reduce los costes y los riesgos para los inversores y da lugar a unas pujas más realistas (lo que previene el <i>underbidding</i>). Esto mejora la eficacia y la minimización de los costes de generación, aunque quizás a costa de unos menores costes del apoyo (si los gobiernos suministran esa información).</p> <p>Las reglas de concentración son convenientes si la minimización de los costes del apoyo (como consecuencia de una mayor competencia) es el principal objetivo.</p> <p>Si el objetivo es construir los proyectos, entonces las precalificaciones deberían ser relativamente exigentes, aunque esto daría lugar a unos mayores costes de generación y pujas.</p> <p>Las reglas de contenido local (RCL) facilitan la creación de una industria local, aunque estos requisitos añadidos podrían incrementar los costes de</p>

	<p>generación (y del apoyo) si los fabricantes domésticos no son los más baratos. Además, podrían dar lugar a retrasos en la construcción de los proyectos si la cadena de valor local no está desarrollada (lo que influiría negativamente en la eficacia).</p>
<p>5. Tipo de remuneración (generación vs. capacidad)</p>	<p>La mayor certidumbre con respecto a los costes del apoyo se consigue con la remuneración basada en la capacidad, pues esta se concede inicialmente para una determinada cantidad de MW. No es necesario esperar al final del periodo de remuneración, que puede durar décadas, para conocer la remuneración total (caso de las subastas de generación). Sin embargo, si la eficiencia en la generación renovable es el objetivo, esta es mayor con remuneración a la generación, pues se fomenta el funcionamiento eficiente de la planta, lo que no ocurre con el apoyo a la capacidad, que se concede con independencia de la cantidad de electricidad generada.</p>
<p>6. Forma de remuneración (FITs vs FIPs)</p>	<p>Existe un <i>trade-off</i> o conflicto entre favorecer la integración de las renovables (fomentando su participación en el mercado) y minimizar los riesgos para los generadores renovables. Cada uno de esos instrumentos se sitúan en el continuo definido por dos extremos, en cada uno de los cuales se consigue una máxima satisfacción de esos criterios a costa de una puntuación mínima en el otro criterio. Las tarifas (FITs) son las que implican el menor riesgo para los inversores, pero no favorecen la integración de la electricidad generada en el mercado eléctrico. En contraste, las primas (FIPs) fijas si favorecen esa integración, pues obligan a la venta de la producción en el mercado, recibiendo el generador la prima fija adicional (por lo que se limita el riesgo con respecto a la opción más extrema: venta de toda la electricidad en el mercado). Si la integración en el mercado de la producción renovable es el objetivo, entonces puede recomendarse la opción de las primas fijas, pues los generadores tienen el incentivo de generar electricidad en los momentos en los que el precio de la electricidad está más alto, es decir cuando la demanda es elevada, que es cuando el sistema más la necesita. Las primas deslizantes se sitúan en una zona intermedia, y parecen la opción más adecuada para lograr un equilibrio entre ambos criterios.</p>

<p>7. Criterio de selección (solo de precio vs. multicriterio)</p>	<p>Si la minimización de los costes de generación y los costes del apoyo es la prioridad, entonces deberían adoptarse subastas en las que el precio fuese el único criterio de adjudicación. Las subastas multicriterio permiten incluir en el diseño otros objetivos de política (por ejemplo, fomento de industria o empleo local). Sin embargo, es necesario analizar si estos otros objetivos pueden lograrse más eficientemente con medidas externas a la subasta, pues probablemente se persigan implicando un mayor coste de generación o del apoyo. Además, incluir criterios adicionales al precio puede reducir la transparencia de la subasta y hacerla más compleja.</p>
<p>8. Formato de la subasta (multi-producto vs. único producto)</p>	<p>Si la eficacia es el objetivo, entonces las subastas multi producto son la elección adecuada, pues diversifican el riesgo de no-cumplimiento. Las subastas de un único producto pueden favorecer las economías de escala, lo que redundaría en unos menores costes de generación (y, posiblemente, en unos menores costes del apoyo). Las subastas de un único producto son subastas más adecuadas para proyectos no fácilmente divisibles (eólica marina, solar termoeléctrica) o cuando existe una red débil (con el objetivo de minimizar los costes indirectos y, por tanto, los costes para el sistema).</p>
<p>9. Tipo de subasta (estática vs. dinámica)</p>	<p>Si la minimización de los costes del apoyo es el objetivo principal, entonces las subastas estáticas, que mitigan el riesgo de colusión, son preferibles. Las subastas dinámicas pueden ser particularmente interesantes cuando hay un gran nivel de participación y la eficacia es el criterio fundamental, pues la información que se revela en la interacción entre los participantes puede reducir el riesgo de pujas excesivamente agresivas (que, como resultado, den lugar a <i>underbidding</i> y <i>underbuilding</i>) con un bajo riesgo de colusión.</p>
<p>10. Regla de precio (uniforme vs. discriminatoria)</p>	<p>En principio, los participantes tienen un mayor incentivo a revelar sus costes (compatibilidad en incentivos) en subastas uniformes que con subastas discriminatorias (PAB), pues la remuneración obtenida es independiente de su puja, pero esto sólo es cierto bajo supuestos muy restrictivos, en subastas en las que los licitantes participan con una única puja en una única subasta y cuando la regla es que el licitante de menor coste que se queda fuera de la adjudicación es el que fija el precio para todos (<i>lowest rejected bid</i>)(Haufe y Ehrhart 2015). En la práctica, se ha detectado que las subastas uniformes</p>

	<p>incentivan a ciertos tipos de licitantes a ofrecer pujas excesivamente bajas (con respecto a sus costes) para asegurarse que son adjudicados (Wigan et al 2016). Por tanto, si la eficacia es el objetivo, entonces las subastas PAB serían preferibles. Si es el menor coste, las subastas uniformes parecerían más interesantes (teniendo en cuenta los restrictivos supuestos de aplicación mencionados).</p>
<p>11. Existencia y publicación de precios máximos</p>	<p>Un precio máximo limita los costes del apoyo en caso de poca competencia. Revelar el precio máximo puede provocar un “efecto anclaje”, es decir, pujas marginalmente cercanas a ese precio.</p>
<p>12. Periodo de realización</p>	<p>Los proyectos adjudicados deberían construirse en una fecha límite por razones de eficacia. Los periodos excesivamente cortos pueden dificultar cerrar la financiación de los proyectos y conseguir los permisos necesarios. Los periodos excesivamente largos pueden dar lugar a menores pujas (por la expectativa de reducción de costes de las tecnologías), pero también a un riesgo de ineficacia (si los parques no se construyen porque la esperada evolución descendente de los costes no se materializa en la realidad y los proyectos no resultan rentables).</p>

Fuente: Elaboración propia (véase del Río 2017 para más detalles).

Todas las opciones de diseño tienen ventajas e inconvenientes según el objetivo/criterio considerado. Los conflictos o *trade-off* son inevitables, es decir, es probable que la elección de un determinado elemento de diseño puntúe alto en un criterio u objetivo y bajo en otro. Una de las razones es que parecen existir conflictos inherentes entre algunos objetivos/criterios y, en particular entre costes directos e indirectos, eficacia vs. costes del apoyo o eficacia vs. diversidad de actores. Es decir, elementos de diseño adoptados para satisfacer uno de esos criterios/objetivos suelen empeorar otro (véase del Río 2017 para una discusión más pormenorizada de estos conflictos). Las subastas reflejan esos conflictos. Por ejemplo, en la primera subasta en México se trató de incentivar, a través de factores de corrección regionales, que las renovables no se localizaran en zonas con congestión en los nudos. Esto provocó que, probablemente, los proyectos no se situaran en las localizaciones con mejor recurso (IRENA 2017, del Río 2017). Es decir, el objetivo de unos menores costes indirectos se logró a costa de

unos mayores costes directos en términos de LCOE. Sin embargo, los costes para el sistema, que son el resultado de agregar ambos tipos de costes, podrían haberse minimizado con este diseño. Otros dos objetivos en conflicto suelen ser la eficacia y los costes del apoyo. Una subasta que estimule la agresividad en las pujas, aunque positiva para el criterio de minimización de los costes del apoyo, probablemente de lugar a un riesgo de *underbidding* y, por tanto, a que los proyectos no se construyan. Finalmente, una subasta en la que se facilite la participación de actores inexpertos puede dar lugar a una menor tasa de realización de los proyectos (menor eficacia).

Probablemente ningún elemento de diseño ilustre mejor el conflicto entre objetivos que se produce en su elección, y la necesidad de buscar un equilibrio, que el de las precalificaciones. Unas precalificaciones elevadas mejoran la eficacia, pero probablemente a costa de unos costes directos y unos costes del apoyo mayores. Unas precalificaciones demasiado laxas fomentan que participen muchos actores y costes del apoyo bajos, pero no todos esos participantes construirán los proyectos, lo que va en detrimento de la eficacia.

Esto nos lleva a la pregunta ¿Existe una forma inequívocamente mejor de diseñar las subastas? Obviamente, la elección de los elementos de diseño en una subasta dependerá de las condiciones de contexto del país donde se adopten y, especialmente, de los objetivos y criterios de los gobiernos. Por tanto, es posible afirmar que no hay una forma inequívocamente mejor de diseñar las subastas, sino que ese diseño depende de cuales sean las prioridades políticas. Sin embargo, en la literatura suelen mencionarse algunas mejores prácticas. Sabemos que resulta conveniente adoptar ciertos elementos de diseño, como por ejemplo que las subastas tengan cierta frecuencia, que se apliquen rigurosos requisitos de precalificación y penalizaciones, que se remunere la generación, que el volumen subastado y el periodo de realización sean los adecuados (ni muy elevados ni muy bajos), que existan precios máximos no revelados con anterioridad a la celebración de la subasta y que exista cierta coordinación de los procedimientos administrativos, acceso y conexión a red y subasta. La elección de otras alternativas de diseño quizás es más discutible, y depende de la ponderación que tenga un determinado criterio u objetivo.

No obstante, es importante tener en cuenta que, aun cuando el diseño es un factor con una considerable influencia en el éxito de las subastas, no lo es todo. Como indica IRENA (2019), cuatro grandes grupos de factores incluyen en el precio que resulta de las subastas: 1) condiciones específicas del país (potencial en recursos renovables, costes de financiación, costes

de instalación y construcción, facilidad de acceso a equipos, tipos de cambio y legislación fiscal general); 2) confianza de los inversores y curva de aprendizaje (credibilidad de la contraparte (*off-taker*) y garantías adicionales, presencia de un entorno estable y facilitador que dé lugar a un crecimiento del mercado), experiencia pasada con las subastas tanto para el subastador como para los promotores de proyectos.); 3) Políticas de apoyo a las renovables (objetivos y planes nacionales), incentivos fiscales y financieros, reglas de acceso a la red, instrumentos de mitigación de riesgos, políticas para promover objetivos más amplios de desarrollo) y; 4) el diseño de la subasta.

6.3. Utilización de los diferentes elementos de diseño en las subastas de renovables

En esta sección se analiza la utilización de las diferentes alternativas de diseño en las subastas de renovables celebradas hasta la fecha a nivel mundial.

6.3.1. Metodología

Para identificar los elementos de diseño en las diferentes subastas se ha acudido a diferentes fuentes de información. Estas incluyen casos de estudio realizados en los proyectos europeos AURES y AURES II, así como por otros organismos internacionales (IRENA, Banco Mundial), europeos (CEER) o de países concretos (USAID, GIZ). Además, se ha llevado a cabo una exhaustiva revisión de la literatura académica sobre subastas, identificando aquellos trabajos que contenían información sobre el diseño en países concretos. Esta búsqueda se completó con las bases de datos sobre políticas energéticas en general (IEA/IRENA) o sobre subastas de renovables en particular (proyecto AURES II). Una fuente de información adicional fueron los documentos oficiales (pliegos de condiciones, convocatorias y resoluciones de las subastas). Finalmente, la información procedente de las diferentes fuentes fue (en la medida de lo posible) triangulada entre sí para detectar contradicciones. Solo se identificaron discrepancias en un número muy pequeño de casos, resueltas mediante entrevistas a expertos en la subasta del país concreto.

Se encontró información completa sobre 67 subastas en 48 países durante el periodo de análisis seleccionado (1990-2019), que fue incluida en una base de datos. La base de datos incluye países

de los 5 continentes, con un claro predominio de los países europeos (18 países), seguido de América (12), Asia (10), África (7) y Oceanía (1). Para algunos países, se ha incluido más de una subasta, siguiendo el criterio de diferenciación en los elementos de diseño. Esto puede deberse a distintos motivos. En algunos casos (Reino Unido o Portugal, por ejemplo), se han llevado a cabo subastas en dos periodos de tiempo muy separados, de forma que esas subastas no son similares entre sí y, por tanto, merecen ser incluidas por representar casos relevantes. En otros casos, las subastas celebradas simultáneamente en un país concreto (por ejemplo, para dos tecnologías diferentes), tienen diferencias de diseño muy significativas entre si (por ejemplo, el caso de Alemania), por lo que también resulta justificado incluirlas. Sin embargo, en otros casos, no es posible apreciar diferencias sustanciales, por lo que, en este caso, se ha incluido sólo una subasta para el país.

La información sobre los elementos de diseño en cada país fue incluida en una base de datos en formato hoja de cálculo, con el objetivo de identificar valores totales de utilización de un determinado elemento de diseño y realizar comparaciones entre países, tecnologías y en el tiempo. Las siguientes secciones aportan los resultados más relevantes del análisis.

6.3.2. Aplicación de los elementos de diseño

Las siguientes figuras muestran la frecuencia de la aplicación de un determinado elemento de diseño, distinguiendo según las categorías mencionadas en la sección 6.1. Se discuten también las posibles razones que han llevado a la elección de un elemento de diseño concreto, en el contexto de las ventajas y desventajas de cada uno (sección 6.2).

Una conclusión general que puede extraerse con un simple vistazo a las figuras incluidas más abajo es que existe en casi todos los casos una opción de diseño claramente dominante frente a otras.

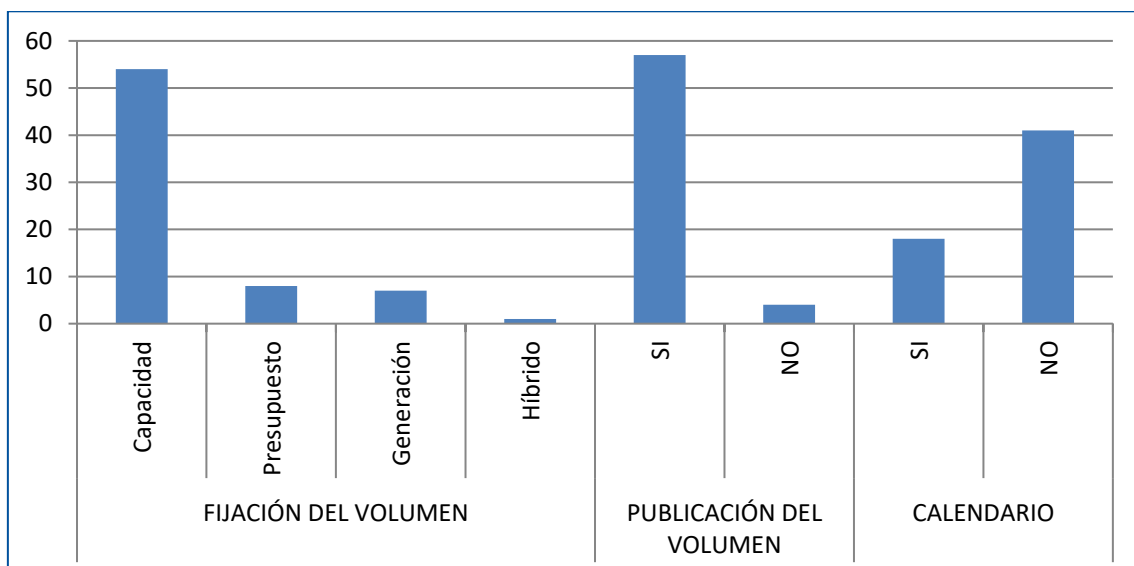
Comenzando por la métrica utilizada para fijar el volumen, puede observarse un claro predominio del volumen fijado en términos de capacidad frente a las otras alternativas de presupuesto y generación. Probablemente dicha adopción tenga que ver con la simplicidad de esta métrica y la posibilidad de evaluar la eficacia en una etapa más temprana, es decir, cuando se instalan las plantas, en lugar de tener que esperar hasta el final del período de remuneración, como ocurre con los objetivos basadas en la generación. Al contrario que en el caso de una

métrica basada en presupuestos, la cantidad de capacidad instalada o de electricidad generada es incierta en los volúmenes basados en el presupuesto.

En general, el volumen se publica con antelación a la celebración de la subasta, aunque en algún caso no es así. Mientras que la publicación del volumen de la subasta proporciona certeza, transparencia y fiabilidad a los posibles licitantes, lo que reduce el riesgo, algunos países decidieron no divulgar los volúmenes para no proporcionar demasiada información y desalentar el comportamiento estratégico y la colusión. Este fue el caso de Brasil (Förster y Amazo 2016) y Sudáfrica (del Río 2016).

El caso del calendario resulta un tanto sorprendente. Aunque suele mencionarse la conveniencia de incluir este elemento de diseño en las subastas, pues aporta una señal a toda la cadena de valor, lo cierto es que son una minoría los países que han incluido un calendario en sus subastas. La razón puede tener que ver con el grado de flexibilidad que la ausencia de un calendario permite a los decisores públicos que, dicho coloquialmente, no tendrían las manos atadas para organizar una determinada subasta en un determinado momento, permitiéndoles hacerlo en función de las circunstancias de cada momento, a costa de una mayor incertidumbre para los inversores en renovables.

Figura 1. Volumen y calendario (número de subastas)



En cuanto a la diversidad, puede observarse como la mayoría de las subastas son tecnológicamente específicas, siendo las subastas neutrales o multitecnológicas minoritarias. También son mayoritarias las subastas que establecen límites de tamaño. En contraste, las

subastas que establecen facilidades para la participación de pequeños actores son minoritarias. Por otro lado, existe un equilibrio en el número de subastas que especifican las localizaciones de los proyectos de una u otra manera (subastas geográficamente específicas) y las que no lo hacen (subastas geográficamente neutrales).

Figura 2. Diversidad (número de subastas)

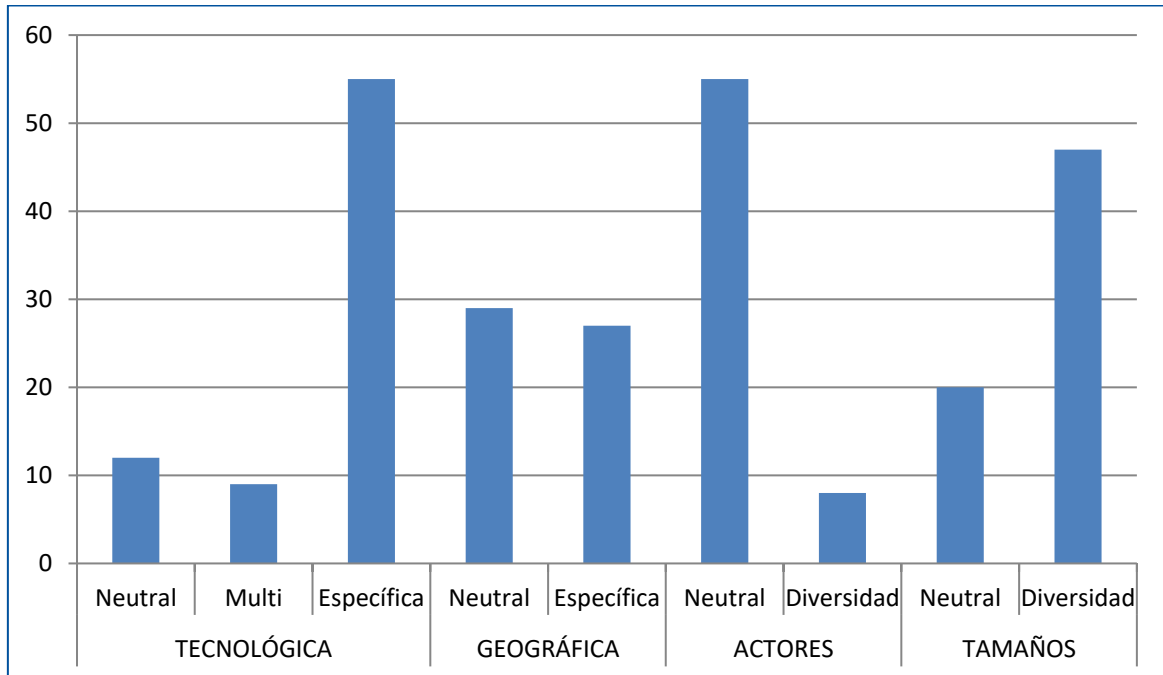
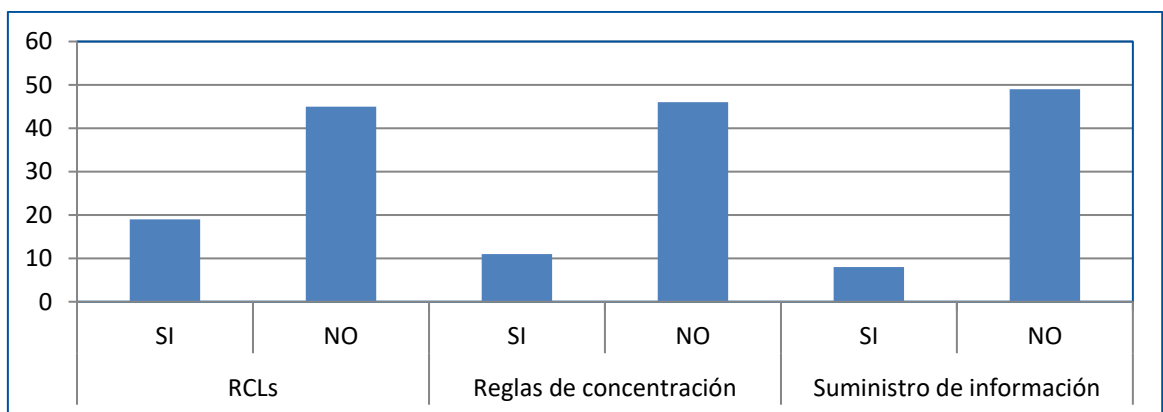


Figura 3. Condiciones de participación (número de subastas)

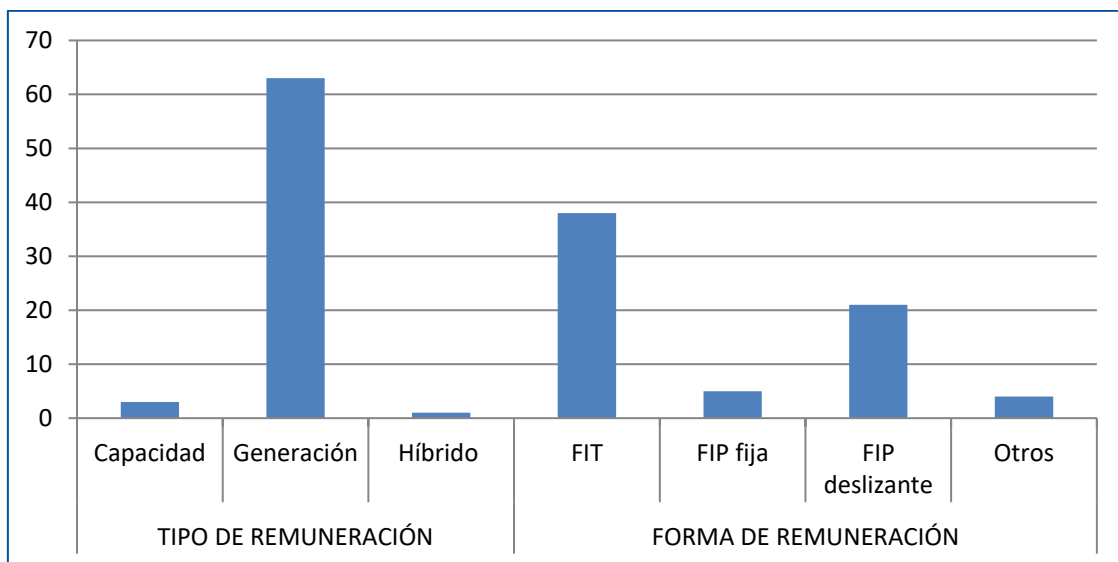


La remuneración concedida en estas subastas está casi exclusivamente ligada a la generación. Sólo ha habido dos países que hayan remunerado la capacidad (España y Rusia) y otro que utiliza una combinación de generación y capacidad (India, con la denominada “financiación del hueco

de viabilidad” o *viability gap funding*)⁸. Probablemente el hecho de que las subastas de energía fomentan la eficiencia productiva en el funcionamiento de las plantas haya tenido un peso determinante en el consenso mundial sobre dicha elección.

Por otro lado, la remuneración ha sido generalmente en la forma de un precio total (o FIT), en lugar de una prima añadida al precio de mercado de la electricidad. Sin embargo, es posible ver diferencias geográficas y temporales en este sentido, con un relativo mayor predominio de las primas en Europa y una tendencia a su mayor utilización, particularmente en este continente (véase más abajo). Bajo la actual regulación de ayudas de estado en la UE, el apoyo a la generación en los Estados Miembros debe concederse en la forma de una prima (exponiendo a los proyectos renovables a los precios de la electricidad). Por tanto, la elección está restringida a primas deslizantes o primas fijas, con un mayor uso de las primeras. Las primas deslizantes a dos lados (también denominadas “contratos por diferencias”) favorecen el equilibrio entre objetivos contrapuestos: riesgos para el inversor y fomento de participación en el mercado eléctrico.

Figura 4. Remuneración (número de subastas)



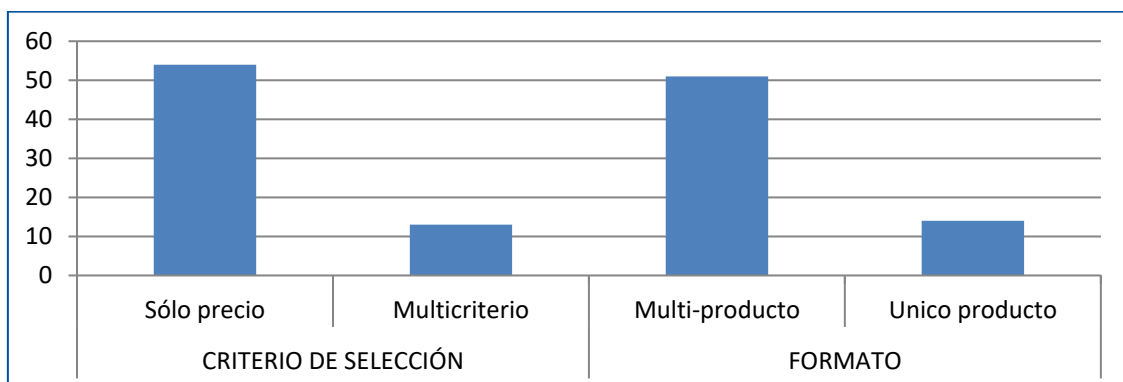
Con respecto a los criterios de selección, las subastas multicriterio son muy minoritarias, especialmente en Europa. Es posible que esto tenga que ver con la mayor transparencia y

⁸ En el VGF, las plantas solares reciben una subvención a la inversión que se paga durante los primeros años de operación de la planta (lo que reduce los costes iniciales de capital), además de recibir una tarifa durante toda la vida útil de la instalación (IRENA 2017).

simplicidad que suponen las subastas sólo de precio, además del hecho de que las subastas multicriterio probablemente den lugar a unos mayores costes para el consumidor. Aunque se satisfacen otros objetivos de política, resulta conveniente analizar previamente si esos otros objetivos se pueden/deben intentar lograr con otros instrumentos fuera de la subasta.

La gran mayoría de las subastas han sido multiproducto, probablemente porque para la mayoría de las tecnologías no sea recomendable por razones de eficiencia o incluso de diversificación del riesgo de incumplimiento hacerlas de un único producto. Las subastas de un único producto parecen estar restringidas a determinadas tecnologías, en las que dividir el volumen subastado en diferentes proyectos es difícil o no conveniente por la existencia de economías de escala (solar termoeléctrica o eólica marina) o a países con una red débil, en los que resulta apropiado prefijar la localización, el número y tamaño de los proyectos.

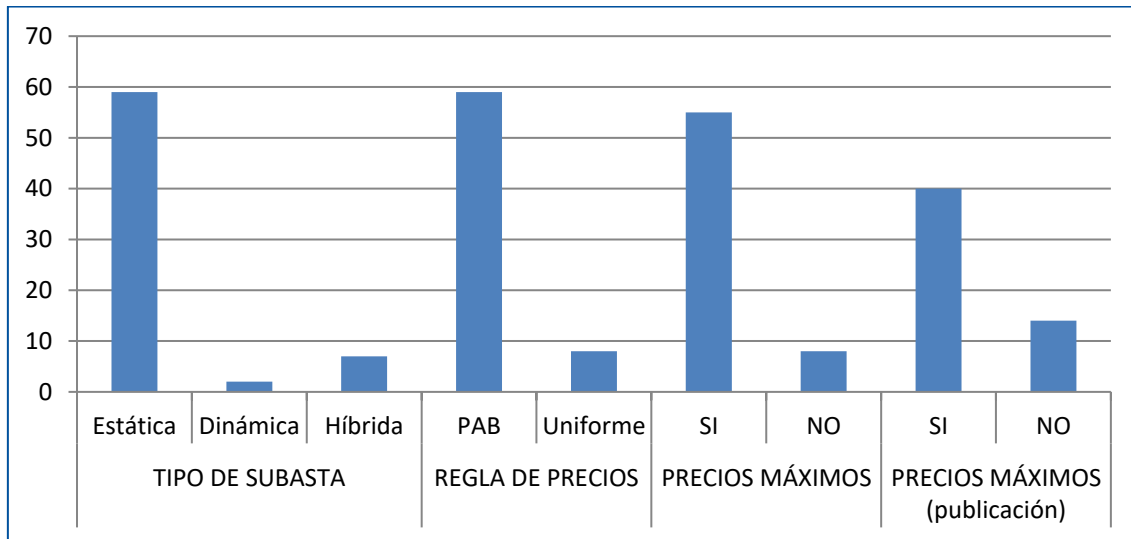
Figura 5. Criterio de selección y formato (número de subastas)



El tipo de subasta predominante ha sido claramente la estática. Las dinámicas se han utilizado en número muy limitado de países, aunque parece existir una tímida tendencia a su uso de forma muy reciente, por ejemplo, en las recientes subastas en Portugal y Grecia (véase más abajo). Las subastas estáticas tienen la principal ventaja de que, al revelar poca información, mitigan el riesgo de colusión con respecto a las dinámicas. La regla de precios más extendida ha sido la discriminatoria (o *pay-as-bid*), frente a la uniforme (o marginal).

Finalmente, con respecto a los precios máximos, la mayoría de los países los incluyen en sus subastas para evitar el riesgo de unas elevadas pujas. Algunos países han decidido no revelar esos precios máximos con anterioridad a la subasta (para evitar el denominado “efecto anclaje”), aunque lo más frecuente es hacerlo, pues incrementa la transparencia, la confianza para los inversores y su participación.

Figura 6. Tipo de subasta, regla de precios y precios máximos (número de subastas)



En este estudio no hemos incluido un elemento de diseño muy relevante: las precalificaciones. La razón es que prácticamente todos los países las incluyen en sus diseños y la diferencia entre ellos es su nivel (más o menos exigente). Sin embargo, resulta muy difícil comparar ese nivel de exigencia, no sólo por la dificultad de obtener esa información, sino por relacionarla con un determinado contexto, lo que exigiría un análisis caso a caso. Por ejemplo, exigir una determinada cantidad de garantías financieras a los proyectos puede ser más o menos viable según el contexto del país del que estamos hablando (facilidades de financiación), y la elección de otros elementos de diseño de la subasta (por ejemplo, si la subasta se dirige sólo a pequeños actores o a todos los posibles participantes).

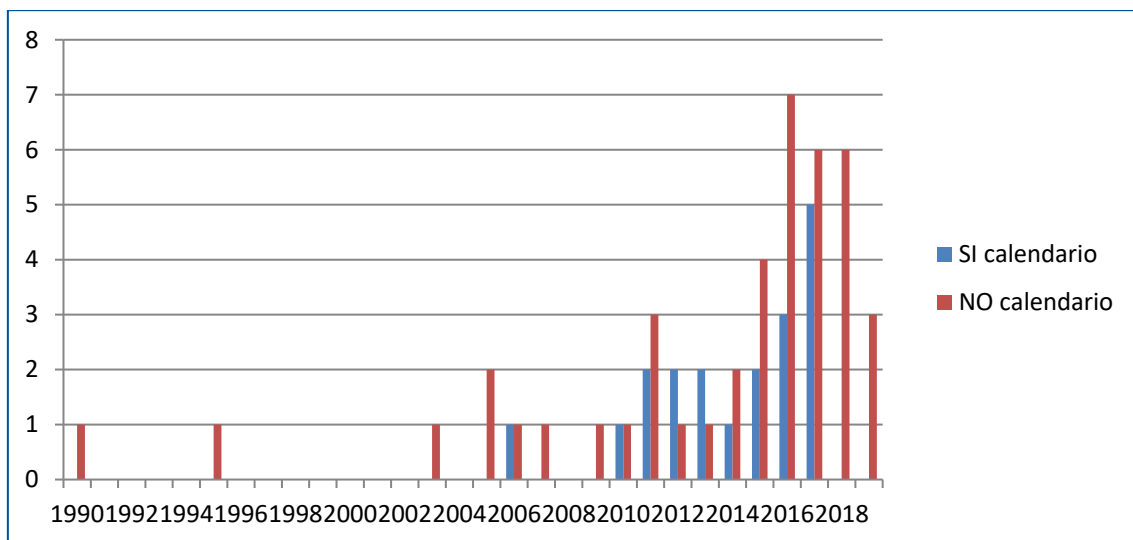
6.3.3. Evolución de la aplicación de los elementos de diseño

Para el análisis de la evolución de la adopción de diferentes elementos de diseño en el tiempo, se han utilizado las mismas fuentes de información de la sección anterior, identificando el año de convocatoria de la subasta. Para cada categoría y para un determinado año de celebración, se ha identificado el número de subastas que en ese año incluyen el elemento de diseño analizado. Esto hace posible establecer la evolución de la adopción de ese elemento de diseño en el tiempo. En este informe se muestran los resultados para tres elementos de diseño que cumplen una doble condición: resultan particularmente relevantes y puede observarse diferencias apreciables entre las diferentes alternativas en el tiempo. Se trata de la existencia

de calendario (frente a su ausencia), la forma de remuneración (FIT vs. FIP) y la diversidad tecnológica (neutralidad vs. especificidad).

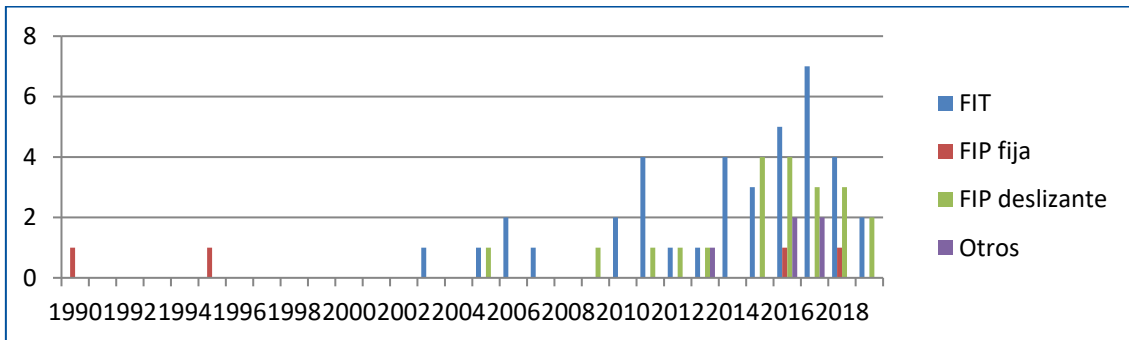
Con respecto a la existencia de un calendario, y frente a lo que cabría esperar teniendo en cuenta las ventajas mencionadas de un calendario, la evolución es hacia subastas sin calendario. Es cierto que hubo una fase (2010-2017) con una tendencia creciente en las subastas con calendario, pero no es menos cierto que también durante ese periodo el número de subastas sin calendario creció sustancialmente y fueron más las subastas sin calendario que con él. Además, en los últimos dos años del periodo analizado (2018 y 2019) ninguna de las subastas de renovables ha tenido un calendario.

Figura 7. Evolución del número de subastas con y sin calendario



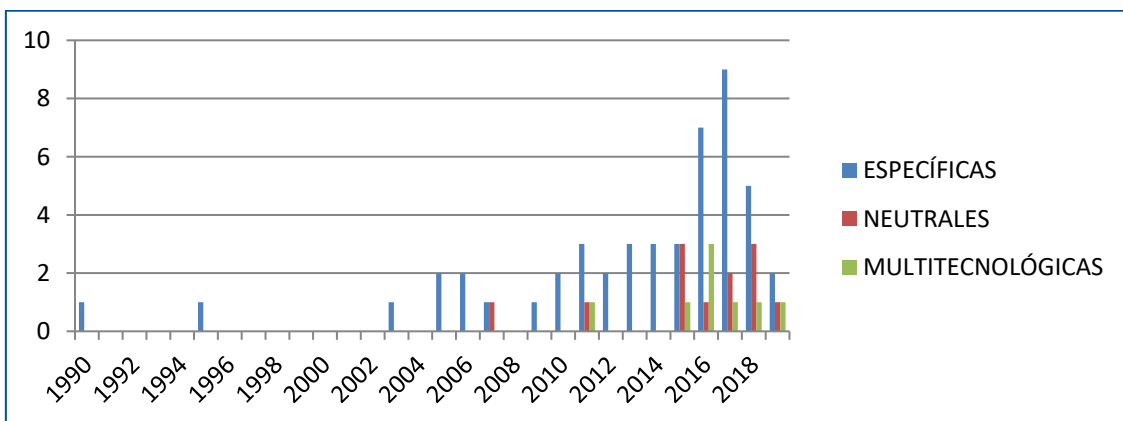
La siguiente figura ilustra la evolución de los elementos de diseño por tipo de remuneración. Puede observarse una cierta evolución hacia primas deslizantes en la última parte del periodo (2015-2019), aunque en todos esos años la adopción de las tarifas (FIT) ha superado a la de las primas deslizantes. La adopción de estas últimas debe asociarse fundamentalmente al contexto europeo, impulsados por la regulación y por la necesidad de integrar las renovables variables en un contexto de elevada penetración de estas y de objetivos de renovables relativamente ambiciosos. En contraste, las tarifas siguen siendo la forma de remuneración más elegida en las subastas en el resto de los continentes. Por último, la opción de primas fijas es muy minoritaria.

Figura 8. Evolución del número de subastas según la forma de remuneración



Finalmente, con respecto a la neutralidad/especificidad tecnológica, la tendencia es muy clara hacia subastas específicas tecnológicamente, probablemente como consecuencia de las ventajas de estas mencionadas anteriormente. La tendencia hacia las subastas específicas por tecnología no se circunscribe a ningún continente en particular y tiene lugar también en Europa a pesar de la preferencia de la Dirección General de la Competencia de la Comisión Europea (D.G COMP) por las subastas neutrales.

Figura 9. Evolución de las subastas según su diversidad tecnológica



7. Tendencias y diseños innovadores

El análisis de los sistemas de subastas a nivel mundial revela la emergencia de algunos diseños innovadores para afrontar diferentes asuntos: nuevos contextos energéticos (gran penetración de renovables variables en muchos países), características de las tecnologías (maduras, de muy bajo coste), objetivos (diversidad de actores, desarrollo de un sector industrial local) o

problemas, reales o potenciales, detectados en la adopción y funcionamiento de las subastas (concentración de mercado o insuficiente competencia).

Con respecto al tema de la integración en los sistemas eléctricos de una gran proporción de renovables variables, las subastas deben diseñarse para acomodarse a sus características de variabilidad, incertidumbre en la generación y restricción geográfica de su recurso. Existe cada vez una mayor preocupación por este asunto, conforme los países ven incrementar la penetración de las renovables variables. Existen varios diseños para promover la integración de las renovables variables en el sistema. IRENA (2019) distingue entre diseños basados en proyectos, en cantidades, en ajustes, en precios y en productos. Además, podemos considerar subastas específicas para tecnologías gestionables o proyectos híbridos (tabla 5).

Tabla 5. Distintas alternativas de diseño de las subastas para promover la integración de las renovables variables

Categorías de estrategias	Breve descripción de las alternativas	Ejemplos
Basadas en proyectos	Una forma de facilitar la integración en red es exigir una serie de características que los proyectos deben tener, incorporándolas en las precalificaciones para participar en las subastas.	Subasta de solar termoeléctrica en Dubái
	Teniendo en cuenta las restricciones de las localizaciones en términos de recurso y proximidad a la red, otra alternativa es llevar a cabo subastas específicas por localización y proyecto, en las que las localizaciones de estos proyectos sean seleccionados como parte de un plan que tenga en cuenta las inversiones necesarias en la infraestructura de red.	Portugal, Zambia y Kazajistán
Basadas en cantidades	El volumen por subastar puede determinarse teniendo en cuenta la máxima capacidad que el sistema puede acomodar, pudiendo establecerse volúmenes específicos para zonas determinadas para cada tecnología. Este enfoque se ha llevado a cabo para determinados países o tecnologías concretas. Suele aplicarse en países con una red poco mallada.	Subastas en el África subsahariana. Subastas de eólica marina y solar termoeléctrica (específicas a localizaciones concretas).

	Además, en la precalificación puede exigirse un documento del operador del sistema que garantice que la infraestructura existente puede acomodar la electricidad procedente del proyecto.	Sudáfrica
Basadas en ajustes	Un enfoque algo más complejo es incluir ajustes regionales en las subastas para penalizar proyectos en zonas menos favorables desde el punto de vista de la integración en red (nudos congestionados o zonas alejadas de la red). Estos ajustes pueden incluir un factor de corrección en la orden de mérito o en la propia remuneración que reciben los adjudicatarios en las subastas.	México
	Pueden incluirse ajustes horarios en las subastas que incentiven la generación eléctrica en las horas en las que la electricidad tiene un mayor valor (por ejemplo, generación en horas de demanda pico).	Los ajustes horarios en las subastas se han incluido en las subastas en México, Sudáfrica, Marruecos y California.
Basadas en precios	Otra alternativa es subastar una remuneración que tenga en cuenta parcialmente el mayor valor de la electricidad a través de primas (FIP) fijas o deslizantes.	Muchos países aplican primas (véase sección 6).
	Los contratos con obligaciones financieras constituyen otra forma de introducir señales de mercado. En estas, el generador debe 1) o bien producir la electricidad a la que se ha comprometido en el contrato en cada momento del tiempo o 2) comprar la diferencia entre la producción comprometida y la producción real vertida en el mercado spot. Si el generador produce más que a lo que comprometió en el contrato, puede permitírsele vender ese excedente en el mercado.	Chile

Basadas en productos	Estas implican subastar energía por bloques horarios y estacionales de energía.	Chile
	En el mecanismo de subastas en México, por ejemplo, se fomenta el uso de tecnologías en los contratos de capacidad a largo plazo. El producto de capacidad adscrito a cada planta se mide para un determinado año por la generación media en las 100 horas más críticas para el sistema (aquellas en las que la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda eléctrica es menor).	México
Subastas específicas para tecnologías despachables o proyectos híbridos	Esta sería una modalidad o combinación de alguna(s) de las anteriores. Se trataría de organizar una subasta sólo para tecnologías despachables.	Australia del Sur
	Recientemente se han adoptado subastas para proyectos híbridos, que combinan dos tecnologías renovables.	Tailandia y “subastas de innovación” en Alemania

Fuente: adaptado de IRENA (2019).

Con respecto a cómo afrontan los países el menor coste de las renovables, existen diferentes alternativas. Es importante mencionar, en este sentido, que las renovables son competitivas con respecto a sus alternativas fósiles en muchas localizaciones (IRENA 2020). Si es así, cabría preguntarse porque son necesarias las subastas para promover esas energías tan baratas, pudiendo estas ir simplemente al mercado, es decir vender la electricidad en el mismo y cubrir sus (bajos) costes con los ingresos correspondientes. De hecho, en muchos países no se organizan subastas para algunas de esas renovables maduras y de bajo coste, mientras que si se hace para otras tecnologías renovables. Por ejemplo, en Polonia, la eólica terrestre no puede participar en las subastas de renovables desde 2020. En R.U. si pudo participar en la primera subasta (2014-2015) pero no en la segunda (2017) ni en la tercera (2019). En este país, el apoyo se ha centrado en las categorías menos maduras (Pot 2: eólica marina, biomasa, mareomotriz, olas y geotérmica). En Chile, las renovables participan en subastas tecnológicamente neutras (junto con las tecnologías convencionales), aunque existen bloques horarios y trimestrales que favorecen a estas energías. En Dinamarca, se concede un contrato por diferencias sólo para una determinada cantidad de generación, permitiéndose que el resto de la electricidad generada se venda en el mercado. En Portugal, los participantes pueden optar por dos sistemas de

remuneración: garantizada, que es básicamente un contrato por diferencias (CfD), y general, en la que el adjudicatario recibe el precio del mercado eléctrico durante 15 años, pero ofrece pagos al operador del sistema (véase del Río et al 2019 para más detalles). Incluso cuando las renovables son tan baratas, su perfil de costes particular (muy intensivas en capital, exigiéndose inversiones relativamente elevadas a corto plazo), implica que la obtención de financiación puede ser complicada. La existencia de un mecanismo de apoyo, como las subastas, facilita dicha financiación al aportar una seguridad de ingresos.

Por otro lado, algunos países han intentado incluir otros objetivos, adicionales a los de promover renovables a bajo coste para el consumidor en las subastas de renovables. Entre estos se encuentra fomentar una diversidad de actores o el desarrollo de un sector industrial local. El objetivo de una mayor diversidad de actores se encuentra en las subastas de Alemania, por ejemplo, y explícitamente también en el PNIEC español. Se trata de favorecer la participación o adjudicación en la subasta de pequeños actores o proyectos (lo que no es exactamente lo mismo). Suele considerarse que la forma más eficaz de promover a los pequeños actores en este caso, dados sus mayores costes y mayor dificultad de afrontar los riesgos de la subasta, es establecer unas precalificaciones materiales o financieras más laxas. En Alemania, los proyectos comunitarios tienen una serie de reglas de diseño especiales (mayor periodo de construcción de los proyectos, menores requerimientos de precalificación y regla de precio uniforme frente al PAB para el resto de los adjudicatarios). En Grecia, las tarifas de participación para los pequeños proyectos son inferiores a los grandes. Otra alternativa es organizar subastas especiales para los proyectos más pequeños. Por ejemplo, en Grecia, se han organizado subastas para proyectos de solar fotovoltaica inferiores a 1 MW. En Polonia, existen subastas separadas para plantas mayores y menores a 1 MW.

El desarrollo de un sector industrial local mediante la promoción de la cadena de valor en tecnologías renovables tiene lugar normalmente en países fuera de Europa, aunque el caso de la eólica marina en Reino Unido constituye una excepción. En Reino Unido, el objetivo político inicial de las subastas de renovables fue introducir competencia en las distintas categorías tecnológicas para limitar el excedente del productor y los costes para los consumidores. Sin embargo, más recientemente, las subastas se han alineado más estrechamente con la Estrategia Industrial del país y, en particular, con el énfasis que se da a uno de los sectores en esa estrategia: la eólica marina. Según Woodman y Fitch-Roy (2019), el énfasis en la eólica marina

en las subastas ha dado lugar a grandes reducciones de precios, y es un elemento crucial de la mencionada Estrategia.

Además, son varios los países que incluyen reglas de contenido local para promover una industria local (véase sección anterior). Por ejemplo, en las subastas en Turquía, el principal objetivo es desarrollar capacidad de fabricación local, facilitar la transferencia de tecnología y crear un mercado doméstico competitivo para las renovables a través de un modelo que incluye a los sectores público y privado. En las dos subastas celebradas en 2017 (1 GW de eólica terrestre y 1 GW de fotovoltaica), se exigió el establecimiento en Turquía de plantas de fabricación de equipos y se adoptaron reglas de contenido local (Sari y Saygin 2018).

En general, la inclusión de objetivos adicionales en las subastas que responden a prioridades políticas de los gobiernos es justificable, pero no resulta gratuita: tiene un coste en términos de unas mayores pujas y, por tanto, costes para los consumidores.

Finalmente, algunos países han tratado de responder a algunos problemas, reales o potenciales, detectados en la adopción y funcionamiento de las subastas. Uno de ellos es la concentración de mercado. Algunos gobiernos establecen requerimientos de un determinado nivel mínimo de participantes y/o adjudicatarios en las subastas. Por ejemplo, en Colombia, se utiliza el índice Herfindahl-Hirschman (HHI) para detectar elevadas concentraciones de pujas ganadoras en un número pequeño de actores. Además, se aplica un índice de dominancia (índice Stenbacka). Si cualquiera de esos índices está por encima de determinados niveles (alta concentración), no se adjudican los contratos (Gobierno de Colombia 2019). En el caso de Portugal, si solo hay un único participante en un determinado lote, ese lote se elimina de la subasta. Además, no puede adjudicarse a un único licitante más del 50% de la capacidad total subastada (los 24 lotes), aunque si el 100% de un determinado lote (del Río et al 2019). En las subastas celebradas en Polonia, para que fueran válidas, se tenían que haber enviado al menos tres ofertas en la respectiva subasta, aunque esta regla desapareció en 2017. Además, las pujas de un determinado licitante no podían exceder el 100% del valor o volumen de la electricidad especificada en la convocatoria de la subasta.

Otro problema ha sido el excesivo volumen subastado en algunas licitaciones con respecto a la participación en ellas, lo que ha dado lugar a poca competencia y elevadas pujas (caso de Alemania para la solar fotovoltaica, véase IRENA 2019). Una alternativa es reducir el volumen en el caso de que la participación sea baja. En Grecia, por ejemplo, existe una regla de 1,4

(recientemente elevada a 1,75), en virtud de la cual, cuando el volumen que acude a la subasta es inferior en 1,4 puntos al volumen subastado, este se ajusta para cumplir con esa regla. En una primera fase (fase de precalificación) se identifica a los licitantes elegibles (que tienen que cumplir con requerimientos materiales y financieros) y se determina el volumen que participa en la subasta sumando el volumen de cada uno de esos licitantes (Anatolitis 2020).

8. Conclusión

Parece que las subastas de renovables han venido aquí para quedarse, al menos en el corto plazo. Sin embargo, la discusión de cómo diseñarlas seguirá abierta, en función de la evolución de los contextos energéticos de cada país (gran penetración de renovables intermitentes que hace que su integración sea un asunto fundamental), los objetivos de política pública (entre ellos, objetivos ambiciosos de penetración de renovables) y la propia evolución de las tecnologías, algunas de las cuales han experimentado grandes reducciones de costes y resultan ya competitivas con respecto a sus competidoras fósiles, tendencia que se agudizará en el futuro.

La flexibilidad que permite el diseño de las subastas facilita esa acomodación a circunstancias diferentes y cambiantes. En este trabajo se ha tratado de aportar un marco de análisis del diseño de las subastas, se han identificado las opciones más importantes de diseño, sus ventajas e inconvenientes, su utilización a nivel mundial, la evolución de su aplicación en los últimos 30 años para algunos de esos diseños y la emergencia de algunos diseños innovadores.

Aunque en este informe se ha puesto el énfasis en el diseño, el diseño no lo es todo. Existen muchos factores que inciden en el éxito de las subastas, y que el diseño debe tener en cuenta. Es probable que existan problemas de las subastas que no puedan corregirse con un diseño diferente. Las investigaciones futuras deberían dirigirse, precisamente, a analizar el papel de las subastas y de sus diseños en la combinación de políticas (*policy mix*) necesaria para alcanzar, de forma eficiente y efectiva, la transición energética justa.

Agradecimientos

El autor agradece la financiación recibida en los proyectos europeos, financiados por el programa Horizonte 2020, AURES (*contract agreement 646172*) y AURES II (*contract agreement 817619*).

Referencias bibliográficas

- Anatolitis, V. (2020). Auctions for the support of renewable energy in Greece. D2.1-EL.
- AURES II project (2020). Webinar [AURES II Auction Academy – Auction Database](http://aures2project.eu/webinars/). Leonardo Energy Platform, 12 de febrero de 2020. <http://aures2project.eu/webinars/>
- Breitschopf, B., Held, A. (2013). Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment. Report in the framework of the EU-funded DIACORE project. <http://diacore.eu/>
- Förster, S., Amato, A. (2016). Auctions for Renewable Energy Support in Brazil: Instruments and lessons learnt. AURES Report D4.1-BRA, March 2016.
- Gobierno de Colombia, Ministerio de Energía (2019). Presentación “Audiencia de adjudicación subasta de contratación a largo plazo de energía. CLPE No. 01-2019. Unidad de Planeación Minero-Energética”. 26 de febrero de 2019.
- Grashof K, Berkhout V, Cernusko R, Pfennig M. (2020). Long on promises, short on delivery? Insights from the first two years of onshore wind auctions in Germany. Energy Policy 140.
- Haufe M-C, Ehrhart K-M. (2015). Assessment of auction formats suitable for RES-E. Report of the EU-funded AURES project.
- IEA-RETD (2016). Transitioning to policy frameworks for cost-competitive renewable. Final Report.
- IRENA (2015). Renewable Energy Auctions: A Guide to Design. Abu Dhabi.
- IRENA (2017). Renewable energy auctions. Analysing 2016. Abu Dhabi.
- IRENA (2019). Renewable Energy Auctions. Status and trends beyond price. Abu Dhabi.
- IRENA (2020). [Renewable Power Generation Costs in 2019](#). Abu Dhabi.
- Mora D, Kitzing L, Rosenlund E, Steinhilber S, del Río P, Wigand F, et al (2020). Auctions for renewable energy support - Taming the beast of competitive bidding. Final report of the EU-funded AURES project.
- OCDE/IEA (2016). Next generation wind and solar power. From cost to value.
- REN21 (2019). Global Status Report.

del Río, P. (2016). Implementation of Auctions for Renewable Energy Support in South Africa: A case study. AURES Report, March 2016.

del Río, P. (2017a). Designing auctions for renewable electricity support. Best practices from around the world. *Energy for Sustainable Development* 41, pp.1-13.

Del Río, P. (2017b). Designing auctions for renewable electricity support: the case of Spain. [Renewable Energy Law & Policy Review](#), 8(2), 23-37.

Del Río, P. (2018). La economía de las energías renovables en el sector eléctrico. En: Sodupe, K., Molina, G. (eds.). *Gobernanza para un sistema energético sostenible*. Universidad del País Vasco, Bilbao, pp.383-409.

del Río P, Linares P. (2014). Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, pp.42-56.

del Río P, Wigan F, Steinhilber S. (2015). Assessment criteria for RES-E Auctions. Report of the EU-funded AURES project.

del Río, P., Mir-Artigues, P. (2014). A Cautionary tale: Spain's solar PV investment bubble. 2014, International Institute for Sustainable Development, Winnipeg (Canada) and Geneva (Switzerland).

del Río, P., Lucas, H., Dézsi, B., Diallo, A. (2019). Auctions for the support of renewable energy in Portugal. Main results and lessons learnt. Report AURES II D2.1-PT, December 2019

del Río, P., Kiefer, C. (2019). The future design of renewable electricity auctions in Spain. A comment. *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2019, 9(2): 39-50.

Sarı AC, Saygın D. (2018). On the way to efficiently supplying more than half of Turkey's electricity from renewables: Opportunities to strengthen the YEKA auction model for enhancing the regulatory framework of Turkey's power system transformation. 2018.

Viscidi, L., Yépez, A. (2019). Clean energy auctions in Latin America. Inter-American Development Bank (IDB) Monograph.

Wigan F, Förster S, Amazo A, S. T. (2016). Auctions for renewable energy support: lessons learnt from international experiences. Report of the EU-funded AURES project.

Woodman and Fitch-Roy (2019). Auctions for the support of renewable energy in the UK. Updated results and lessons learnt AURES II. D2.1, September 2019.

Funseam

Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental 2020.