



Papeles de Energía

Nº24

Febrero 2024

PPA en España: pasado, presente y posibles futuros

Javier Revuelta

Renewable electricity contracts: lessons from European experience

Mats Kröger and David Newbery

Mecanismos de capacidad para la transición energética: retos y recomendaciones para el diseño de opciones de fiabilidad

Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla, Michel Rivier
y Carlos Batlle

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN impreso: 2530-0148

ISSN digital: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Antón Joseba Arriola Boneta

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez



Índice

- 3** **Introducción: Mecanismos de contratación de electricidad a largo plazo**
- 9** ***PPA* en España: pasado, presente y posibles futuros**
Javier Revuelta
- 35** **Renewable electricity contracts: lessons from European experience**
Mats Kröger and David Newbery
- 69** **Mecanismos de capacidad para la transición energética: retos y recomendaciones para el diseño de opciones de fiabilidad**
Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla, Michel Rivier y Carlos Batlle

INTRODUCCIÓN

Mecanismos de contratación de electricidad a largo plazo

La transición de los sistemas energéticos hacia el nivel de descarbonización requerido para luchar contra el cambio climático implica una utilización masiva de energías renovables, como la solar fotovoltaica o la energía eólica. Estas tecnologías se caracterizan, entre otros aspectos, por contar con unos costes variables muy bajos, casi despreciables, frente a unos costes de inversión más significativos. Esta estructura de costes hace muy complicada su recuperación en mercados de corto plazo como los utilizados habitualmente para gestionar la electricidad en Europa, especialmente cuando estas tecnologías sean mayoritarias en el mercado. Además, esta incertidumbre eleva los costes de financiación, que es un componente muy importante de las tecnologías con costes de inversión relativamente elevados.

Por otra parte, otra característica de las tecnologías citadas es su variabilidad, que hace necesario contar con tecnologías de respaldo o almacenamiento que aseguren un suministro de electricidad fiable, que haga disponible la electricidad incluso cuando el sol no luzca o el viento no sople. Estas tecnologías de respaldo o almacenamiento funcionarán un número limitado de horas, y por tanto tendrán que recuperar sus costes en un breve espacio de tiempo, llevando a puntas de precio muy altas (y difíciles de aceptar por los consumidores o políticamente) en el mercado.

Finalmente, otra característica de la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados es la cada vez menor utilización de combustibles fósiles, lo que supondrá una mayor dificultad para coordinar los ciclos de producción/exploración con la demanda, y por tanto, una mayor volatilidad en los precios de estos combustibles, que se amplificará en los mercados eléctricos en tanto estos combustibles, en particular el gas, se sigan utilizando para generar electricidad.

Todas estas características de los mercados eléctricos deberían conducir hacia una mayor utilización de la contratación a largo plazo para protegerse frente a la volatilidad en los precios, y para asegurar la inversión en energías renovables o tecnologías de respaldo. Sin embargo, como se ha podido comprobar en la reciente crisis del gas ruso, los niveles de contratación a largo plazo son muy inferiores a los esperados o deseables, especialmente en algunos países como España. Incluso los consumidores más intensivos en consumo eléctrico han optado por comprar su energía en el mercado de corto plazo, atraídos por los bajos precios pasados, y por tanto sin protegerse frente a los altísimos precios experimentados con la crisis.

Existen múltiples razones que pueden explicar la baja utilización de los mercados a largo plazo: la incertidumbre en la demanda, el riesgo moral (la confianza en que el gobierno o regulador intervendrá para compensar a las partes afectadas), la complejidad de los productos ofrecidos para contratar, la cobertura natural que ofrece el uso de los combustibles fósiles, la presencia de operadores dominantes verticalmente integrados, o incluso una regulación que promueve contratos de corto plazo para favorecer el cambio de suministrador. Todo ello ha llevado a los reguladores y expertos a defender la necesidad de promover estos mercados, siendo una buena muestra de ello la reciente propuesta de reforma del mercado eléctrico europeo o los documentos que alrededor de ella se han publicado por parte de distintas instituciones.

Las propuestas, en particular, se han centrado en tres mecanismos que se consideran pueden facilitar el desarrollo de la contratación de largo plazo: los Acuerdos de Compra de Electricidad, los Contratos por Diferencias, y las Obligaciones de Fiabilidad, todos ellos más conocidos por sus acrónimos en inglés: *PPAs* (*Power Purchase Agreements*), *CfDs* (*Contracts for Differences*), y *ROs* (*Reliability Options*). En este número, expertos reconocidos en estos mecanismos nos ilustran sobre sus características, elementos de diseño necesarios, ventajas o inconvenientes de cara a su utilización generalizada.

En primer lugar, **Javier Revuelta**, de Afry Management Consulting, nos ilustra sobre los distintos tipos de contratación a largo plazo existentes en los mercados eléctricos actuales, sobre sus formatos, partes contratantes, plataformas de contratación, o plazos, para a continuación profundizar más en los *PPA* en particular,

en su acepción habitual: contratos en los que la parte productora de electricidad utiliza el acuerdo para respaldar la construcción de una planta de producción de energía eléctrica, típicamente renovable, o para vender la producción de una planta de este tipo una vez terminada su vida regulatoria.

Revuelta pasa a describir los distintos tipos de *PPA* en cuanto a metodología de identificación y liquidación, el volumen, el perfil horario, las fórmulas de precio, o la duración, describiendo claramente las ventajas e inconvenientes de cada una de las opciones escogidas. También analiza el interés de los *PPA* como alternativa a la producción a mercado, en un contexto de creciente penetración renovable, y se detiene en mayor medida en la fijación del precio del *PPA*.

Finalmente, el autor discute el papel de los *PPA* en mercados en los que también aparecen las subastas públicas de renovables (vía *CfD*, generalmente), y en particular las perspectivas de este tipo de contratos en España. Su conclusión es que el futuro de los *PPA* en España estará condicionado a los objetivos políticos de renovables y su materialización en subastas (vía los *CfD*), y a la presencia de suficiente almacenamiento que contenga la canibalización de precios.

En segundo lugar, **Mats Kröger** y **David Newbery**, de la Universidad de Cambridge, analizan distintos diseños de los Contratos por Diferencias en Europa, y la medida en que pueden ofrecer señales eficientes de inversión y operación para las energías renovables, además de contribuir a reducir sus costes de financiación y ofrecer costes asequibles para los consumidores.

Los autores describen los riesgos a los que se enfrentan los generadores renovables: riesgos de precio y también riesgos de cantidad producida, negativamente correlacionados (a mayor participación de renovables, menores precios en el mercado de corto plazo). Los productores pueden protegerse frente a estos riesgos mediante los *CfD*: contratos financieros en los que se especifica una cantidad de electricidad, un precio de ejercicio (o *strike*), y un precio de referencia del mercado. Cuando el precio de ejercicio supera al de referencia, el generador recibe la diferencia; cuando es inferior, el generador debe pagar la diferencia a la otra parte. El precio de referencia puede ser el mismo para un período o variar según un perfil acordado. Sin embargo, los autores advierten de que un *CfD*

típico puede no ser apropiado para las renovables variables, ya que les expone a un riesgo de cantidad muy alto, lo que a su vez aumenta el coste de financiación.

Según Kröger y Newbery, un buen contrato para renovables debería incentivar al productor a escoger una localización eficiente (con buena capacidad de evacuación, y buen recurso renovable) y la tecnología apropiada; y luego a responder eficientemente a los precios del mercado de corto plazo (contribuyendo así a un mejor equilibrio entre la oferta y la demanda). Por ejemplo, los contratos que compensan completamente los vertidos renovables son muy problemáticos. Tampoco debería sobrerretribuirse a los productores en zonas de alto recurso, o cuando los precios del mercado son elevados; ni amplificar el poder de mercado de los operadores dominantes. Por último, el contrato debería reducir lo más posible el riesgo asociado a los ingresos, y no afectar negativamente a la liquidez del mercado para cubrir la volatilidad de precios.

Con estas premisas, los autores defienden que los *CfD* deberían ser opciones simétricas (es decir, los productores deben pagar cuando los precios de mercado son elevados). El precio de referencia no debe ser el precio horario del mercado diario, ya que eso no ofrece señales eficientes de operación; por otra parte, un precio medio sobre un período más amplio puede distorsionar el despacho en el mercado, así que será necesario evaluar las ventajas e inconvenientes de estas opciones. En este sentido, los autores consideran que la mejor solución es que el contrato pague no por la producción real, sino por un estándar (la producción prevista para esa zona). Los precios de ejercicio no conviene que estén indexados a la inflación; aunque pueden indexarse a la calidad del recurso renovable, para reducir la renta del productor (aunque esto disminuye el incentivo a localizarse en las mejores zonas). La duración del contrato debería expresarse en horas equivalentes de funcionamiento, para limitar el riesgo y las rentas del productor. Para ser eficiente, el contrato no debería retribuir a los productores cuando el precio de mercado sea negativo, ni cuando no hay capacidad de evacuación (y por tanto se producen vertidos).

Las simulaciones realizadas por los autores confirman estas apreciaciones, aunque también muestran que todos los distintos enfoques muestran ventajas e inconvenientes que deben ser evaluados cuidadosamente, también en función

de las características de cada mercado. En general, Kröger y Newbery defienden que un *CfD* simétrico, con ingresos referenciados a una planta de referencia, puede ser el más apropiado, siempre que se combine con reglas adicionales para incentivar la localización eficiente.

En el tercer artículo, **Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla, Michel Rivier** y **Carlos Batlle**, del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, presentan los retos y recomendaciones para el diseño de opciones de fiabilidad (*ROs*), a partir del estudio de mercados reales en los que ya se han implantado. Las *RO* son opciones de compra física de electricidad por las cuales el vendedor se compromete a suministrar energía siempre que el precio en un mercado de referencia supere un determinado nivel (precio de ejercicio, asociado a condiciones de escasez), y a devolver al comprador la diferencia entre el precio de mercado y el de ejercicio. Si el vendedor no puede producir en ese momento, deberá pagar una penalización. En comparación con otros mecanismos de capacidad, presentan ventajas en términos de interferencia con el mercado de corto plazo, y así han sido propuestas como producto de referencia en este ámbito. Sin embargo, como es habitual, el diablo está en los detalles: los efectos de las *RO* pueden ser muy distintos en función de las opciones de diseño que se escojan.

En primer lugar, es necesario escoger el precio de referencia en el mercado adecuado: un mercado de tiempo real o ajustes si se quiere promover la flexibilidad, un mercado diario si se quiere asegurar la fiabilidad del sistema; o varios mercados si puede haber necesidades diversas. Los autores también consideran que, si los precios de mercado no reflejan adecuadamente la escasez (por ejemplo por la presencia de topes administrativos), puede ser necesario reforzar la señal para los vendedores de *ROs*, transformando los contratos financieros en contratos físicos, e imponiendo una penalización explícita (o implícita reforzada) en caso de que no puedan cumplir con su compromiso, con un mecanismo de limitación de pérdidas para reducir el riesgo percibido por los agentes de mercado. Otro elemento crítico es la fijación del precio de ejercicio, que debe recoger problemas de fiabilidad, no de asequibilidad (que debe perseguirse con otros mecanismos). Esta fijación debería tener en cuenta la neutralidad tecnológica, y maximizar la contribución potencial de la demanda. Para ello, el precio de ejercicio debe ser único,

fijado según el coste de una tecnología o unidad de activación de referencia, e indexado para recoger variaciones en estos costes. También debe minimizarse la interferencia de las *RO* con otros contratos de largo plazo. Por último, los autores recomiendan la cobertura directa de los consumidores, es decir, la liquidación de la opción debe ponerse directamente a disposición de los consumidores, reduciendo el precio que pagan en el mercado de la energía.

En todo caso, y como en el caso de otros mecanismos, los autores subrayan el que no hay un diseño óptimo, sino que este debe responder a un balance de las ventajas e inconvenientes de los distintos elementos de diseño, y a las características específicas del mercado en el que se aplica.

Como hemos señalado al comienzo de esta introducción, la utilización de todos estos mecanismos de contratación a largo plazo debería aumentar a medida que la transición progresa, para ayudar a integrar mejor las energías renovables en el sistema eléctrico y a lograr precios asequibles para los consumidores. El entender correctamente sus ventajas e inconvenientes, así como los elementos de diseño necesarios y sus consecuencias para el mercado eléctrico, es esencial tanto para los eventuales usuarios (productores y consumidores) como para los reguladores. Animo pues, como siempre, a leer en detalle las propuestas recogidas en los distintos artículos.

PPA en España: pasado, presente y posibles futuros

Javier Revuelta*

Resumen

Este artículo aborda una visión del pasado, presente, y posibles futuros de los *PPA* en el mercado eléctrico español, según la visión exclusiva del autor.

Palabras clave: *PPA*, energías renovables, mercado eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

Los *PPA*, o *Power Purchase Agreement*, son contratos de compraventa de energía a largo plazo. Si bien algunas formas de contratación de energía en el pasado ya abarcaban periodos largos, el propio término *PPA* y su adopción masiva en la terminología del sector eléctrico es bastante reciente.

En estos últimos años, no es sólo que hayan proliferado estos *PPA*, sino que hoy en día parecen ser una de las piedras angulares que sustenten el desarrollo de energías renovables en un entorno de mercado eléctrico muy volátil, y mucho del llamado “rediseño de mercado eléctrico europeo” (término que el autor cuestiona más adelante) pasa por el “fomento de los *PPA*”.

Hay muchas preguntas que pueden plantearse respecto a los *PPA*: ¿Por qué han aparecido los *PPA* sólo en los últimos años? ¿Es realmente la única herramienta, o la más prometedora, para desarrollar las energías renovables que tanto necesitamos para avanzar hacia el ansiado “Net Zero”? ¿Cómo de fácil o difícil es firmar un *PPA* que posibilite el desarrollo de una planta renovable? ¿Deben desarrollarse los *PPA* por la mano invisible del mercado, o deben ser guiados por la acción del regulador energético o de las administraciones públicas? ¿Cuáles son

* AFRY Management Consulting.

las alternativas al desarrollo de energías renovables, o energías descarbonizadas? ¿Hacia dónde va el mercado eléctrico, con o sin estos *PPA*? ¿Qué recomendaciones pueden darse a los distintos agentes del sector, consumidores, generadores, y reguladores?

Este artículo aborda todas estas cuestiones, desde un enfoque práctico y analítico, apoyado por su visión personal del sector y los análisis de su empleador (la consultora especializada AFRY), que no necesariamente coinciden con las opiniones exclusivamente personales expresadas por el autor.

2. ¿QUÉ ES UN *PPA*?

Un *PPA* es un contrato de adquisición de energía a largo plazo, típicamente de cinco a quince años, siendo frecuente el horizonte de diez años. En ese contrato de adquisición, intervienen un productor y un *off-taker* o comprador.

El productor se compromete a entregar un volumen de energía durante ese periodo, y el *off-taker* se compromete, a efectos prácticos, a pagar la energía producida a un precio acordado.

Los contratos de adquisición de energía existen desde hace mucho tiempo, en los “mercados a plazo”, o en los “mercados OTC”.

Los primeros, los mercados a plazo, se aplican en numerosos sectores, más allá de la electricidad, como por ejemplo el petróleo, los metales, los cereales o incluso en productos financieros como los tipos de interés. Ambas partes firmantes acuerdan un precio de entrega en un plazo dado, para no estar sujetas a la volatilidad de cualquier índice de corto plazo o “precio *spot*”. Así, en el Mercado Ibérico de Electricidad polo Portugués (OMIP¹), o la plataforma europea EEX², es posible cerrar coberturas financieras de liquidación por diferencias sobre el precio *spot* futuro, lo cual siendo estrictos también entraría dentro de la amplia definición del *PPA*.

1 www.omip.pt

2 <https://www.eex.com/en/>

Los segundos, los mercados *OTC*, por *Over the Counter* o “bilateral”, es un término genérico para un contrato firmado por dos partes sin un formato estándar ni un resultado público. En él se puede fijar el plazo de entrega, el perfil de producción, o la fórmula de precio que se desee como pueda ser un precio fijo o indexado otro índice.

Tanto la contratación bilateral como la contratación a plazo se utilizan en España desde hace numerosos años.

La contratación bilateral es frecuente por ejemplo para la energía nuclear en España, o para parte de la energía renovable disponible. Permite a las partes firmantes realizar presupuestos de ingresos y gastos, con la gran ventaja que ello tiene. Es particularmente sencillo acordar un precio de venta de energía cuando los costes variables no dependen de factores externos que no se controlen, véase la energía nuclear o volúmenes hidráulicos fluyentes; mientras que cerrar contratos bilaterales con centrales a gas requiere cerrar en paralelo el precio de compra del gas para no dejar un riesgo abierto.

La contratación a plazo se utiliza como cobertura financiera, por parte de *traders* o de agentes productores o consumidores, a distintos horizontes: mensual, semestral, o anual. Tanto EEX como OMIP ofrecen el producto “carga base” (energía 24 horas) para un horizonte de “Cal+10”, es decir el año 10 desde el año en curso.

Las razones para utilizar uno u otro instrumento son varias, como la sencillez y tiempo de negociación en favor de los mercados a plazo, y la flexibilidad de hacerse “un traje a medida” o la discreción en el precio en favor de la contratación bilateral. En general, las garantías necesarias para operar en los mercados a plazo son relativamente bajas (en proporción al volumen del contrato), y los grandes mercados más diversificados como EEX son los que tienden a acaparar la mayoría de dicha contratación en Europa.

¿Pero, estas modalidades de contratación, son *PPA*, o no? Estrictamente hablando, sí que lo son, puesto que son contratos de compra, o coberturas financieras sobre la adquisición de energía. Pero en la práctica, y en la acepción principal de un *PPA*, no lo son. Un *PPA* se refiere típicamente a un contrato en el que la parte

productora utiliza el acuerdo para respaldar la construcción de una planta de producción de energía eléctrica, típicamente renovable. También se firman *PPA* por parte de productores renovables tras terminar su vida regulatoria o su “primer *PPA*”, siendo el interés del *offtaker* adquirir las Garantías de Origen³ (GdO), además de obtener un precio fijo de interés para ambas partes.

Se tardan meses en negociar un *PPA*, típicamente de seis a nueve según el nivel de conocimiento, implicando a diversos departamentos de cada entidad, y a diversas entidades además de las firmantes como sus comercializadoras, bancos y por supuesto abogados. ¿Qué tipos de *PPA* existen? ¿Qué características principales los definen? Exploramos algunos elementos en la siguiente sección.

3. ¿QUÉ TIPOS DE *PPA* EXISTEN?

Prácticamente no hay dos *PPA* iguales, por la cantidad de estructuras y cláusulas necesarias. Pero sí que existen varias familias, según su metodología de “nominación” y liquidación, el volumen, el perfil horario, las fórmulas de precio escogidas, o la duración.

3.1. Los *PPA* físicos y financieros

Los *PPA* físicos se denominan así por “nominarse” día a día una cantidad física horaria, que se comunica al Operador del Sistema Eléctrico por parte de ambos firmantes. Tras la elaboración por OMIE (el Operador del Mercado Ibérico) del Programa Base de Casación (PBC), los agentes pueden nominar, o indicar, una cantidad horaria de energía disponible en el nudo de la red correspondiente y la

³ Las GdO son un certificado, emitido en España por la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), que certifican que 1 MWh eléctrico ha sido producido con energía renovable. Se emiten gratuitamente (con un bajísimo coste administrativo) para todas aquellas instalaciones que los soliciten. Pueden ser transferidas (vendidas) y redimidas una vez “utilizadas” por una comercializadora o cliente final, hasta doce meses después de emitidas. Si un comercializador presenta mensualmente tantas GdO como demanda final tiene, se puede aceptar la entelequia (sin entrar a discutirla en este artículo) de ser “100 % renovable”, incluso “100 % solar”, “100 % eólico” etc. La venta puede ser internacional, o exclusivamente nacional en el caso de estar bajo un régimen de apoyo nacional (por ejemplo, haber participado en subastas), y existen algunas limitaciones al uso de los ingresos de dicha venta libre.

demanda que la adquiere; típicamente una comercializadora. La suma del PBC y los contratos bilaterales nominados, como es el caso de un *PPA* físico, constituyen el denominado Programa Base de Funcionamiento. Se nomina típicamente una cantidad inferior al recurso disponible, en base a una estimación acordada mensual o trimestralmente. Y se acuerda lógicamente un precio de pago, según alguna de las fórmulas expuestas más adelante.

Es de destacar que un *PPA* físico tiene una gran complejidad de diseño y ejecución, y precisa incluir en la negociación a la comercializadora del *offtaker*, que típicamente es también el agente representante del productor. Por otra parte, tiene algunas facilidades contables, y por este motivo se han utilizado algunos *PPA* físicos en el mercado español.

Los *PPA* financieros consisten en contratos de liquidación por diferencias *ex post*. Con esta modalidad de *PPA*, tanto el consumidor como el productor “hacen su vida” convencional interactuando con OMIE y Red Eléctrica como si el *PPA* no existiera. Y posteriormente, mensual o trimestral o semestralmente, analizan los precios mayoristas producidos en OMIE, y una de las dos partes paga a la otra en función de que dichos precios medios hayan estado por encima o por debajo del *strike price* o precio del *PPA*. Esta operativa es, como se puede deducir, mucho más sencilla que la de un *PPA* físico, y no sólo no hace falta implicar a la comercializadora y agente de mercado de ambas partes, sino que ni siquiera hace falta tener presencia en el país del productor.

A efectos de flujos de caja anuales, los pagos y cobros son equivalentes, dependientes del *strike price* y el volumen comprometido. Pero existen diferencias contables, sobre todo si los volúmenes del *PPA* financiero son “especulativos”, es decir con un volumen superior al de la energía consumida. A volúmenes de *PPA* alineados con el consumo eléctrico del *offtaker* aplican determinadas normas contables; sin embargo, a volúmenes superiores (o incluso en ausencia total de consumo eléctrico por parte de un puro *trader* que apuesta a un determinado precio esperado) aplican normativas contables más exigentes relacionadas con el *mark to market* periódico del riesgo incurrido en la cuenta de pérdidas y ganancias o en el balance de cada sujeto.

Los *PPA* físicos se pueden liquidar de manera privada, o típicamente registrándolos en una cámara de compensación, como OMIP o EEX, que por su mayor

volumen y menor riesgo de contraparte por diversificación, requieren de menores costes y garantías de operación.

3.2. Perfil de liquidación y volumen

3.2.1. Perfil horario de producción

El perfil de liquidación puede ser típicamente *baseload* o *pay as produced* o en ocasiones *pay as nominated*.

El perfil *baseload* consiste en una liquidación por diferencias sobre la media aritmética del pool en el año, con su perfilado semestral o trimestral. Habida cuenta de que el “apuntamiento solar” o ratio de precio capturado está descendiendo por bajar los precios mayoritariamente en las horas de sol, y se espera que lo seguirá haciendo, es preciso disponer de una proyección de la evolución de dicho apuntamiento solar para cubrir los ingresos de la planta solar a financiar. Nótese que si un productor espera recibir por ejemplo 40 €/MWh producido, y firma un PPA financiero a 40 €/MWh *baseload*, puede darse un año con precio medio 40 €/MWh y apuntamiento solar del 80 % en que el mercado le habrá remunerado su energía a 32 €/MWh y sin embargo el *offtaker* no liquidará nada en su favor. Si se necesita ingresar 40 €/MWh para viabilizar la planta solar, y se va a firmar un PPA *baseload*, y se proyecta un apuntamiento solar del 80 %, debe firmarse un PPA a 50 €.

El perfil *pay as produced* conlleva la característica de que se liquida en función del precio de OMIE, perfilado según la producción de la planta. De esta manera, se minimiza el riesgo para el productor que conoce sus ingresos sin riesgos, y típicamente podrá ofrecer por tanto mejor precio al *offtaker*. Por otra parte, si el *offtaker* es un consumidor como suele ser el caso, es quien se queda el riesgo de tener que estimar dicho apuntamiento para entender el coste de su demanda residual no cubierta por el PPA, y en definitiva si le interesa el precio ofrecido.

Ambos tienen ventajas y desventajas. Aparte del nivel de conocimiento necesario, especialmente para quien se queda el “riesgo del apuntamiento”, un criterio para

escoger el perfil puede ser la facilidad de traspasar o deshacer el *PPA* con otras coberturas cotizadas. Una cobertura con un *PPA baseload* se corrige en cualquier momento con otra cobertura *baseload* como pueda ser un cierre de un producto *baseload* en los mercados a plazo OMIP o EEX, que son razonablemente líquidos y con una cotización pública. Pero, al contrario, ¿cómo deshacer un *PPA pay as produced* con un perfil solar en mercados cotizados, si el producto solar no cotiza o no es líquido? Incluso se puede negociar una fórmula de precio para un *PPA*, y registrarlo ambas partes en los mercados a plazo en lugar de en un contrato privado, por la facilidad de ejecución y las menores garantías de tener como contraparte liquidadora a una gran cámara de compensación.

Por último, y aunque no me consta que sea frecuente, existe la opción del perfil *pay as nominated*, donde la energía horaria sobre la que se liquida el *PPA* es la cantidad nominada diariamente al Operador del Sistema. Esta opción da gran flexibilidad al productor de escoger los volúmenes y las correspondientes horas que se liquidarán, y resuelve la problemática de los “vertidos” o *curtailments* que puedan aplicarse a una planta posteriores a su “nominación” en el Programa Base de Funcionamiento⁴. Comento los riesgos de *curtailments* más adelante.

3.2.2. Volumen de liquidación

Hasta aquí, se ha hablado del perfil horario de producción, que se multiplicará por el precio *spot* de OMIE correspondiente, para realizar la liquidación por diferencias. Pero de toda la energía producible por una planta eólica o solar, ¿qué volumen de generación se liquida? ¿Necesariamente el 100 % del recurso de la planta?

No. La práctica más frecuente no es la de liquidar el 100 % del recurso disponible, si bien esto es lo que minimizaría el riesgo de ingresos soportado por el productor. Resulta que por una parte no se sabe de antemano cuánto producirá exactamente una planta en el año, por la pura variabilidad meteorológica anual, y más aún trimestral o mensual; por lo que no es conveniente comprometer un

⁴ El PBF es el despacho de generación resultante de la casación de ofertas del mercado diario por parte de OMIE, añadiendo los programas bilaterales nominados por los agentes.

volumen que no se espera superar con certeza. Por otra parte, un productor necesita generalmente un volumen mínimo que garantice la financiación de la planta, pero también quiere típicamente un “margen de upside” que le permita mejorar su rentabilidad con precios generalmente más altos que los firmados en el *PPA*.

Así, se suele comprometer un 60 % a 80 % de la producción esperada, a precios típicamente bajos impuestos por un consumidor que sólo firma diez años si tiene clara la ganancia esperada, y que sabe su alto valor para lograr una financiación cuanto mejor *rating* crediticio tenga. El 20 % a 40 % restante se confía vender a mejores precios *spot*, si bien lógicamente el mercado *spot* trae el riesgo opuesto. Esto subraya la importancia por tanto de las proyecciones de precio por las que se apuesta inevitablemente.

Por último, es relevante el periodo escogido de liquidación de dicho volumen, que puede ser mensual, trimestral o anual; típicamente con una cantidad mínima mensual, o una fracción acordada de la producción real de la planta, y un horizonte semestral o anual de cuadro. Nótese que no es suficiente con acordar un volumen anual, sin precisar cuánto volumen corresponde a cada hora del año y del mes y del día; y lo lógico es tomar una fracción homogénea de la producción horaria real, con un pequeño volumen final de ajuste.

3.3. Fórmulas de precio

La fórmula de precio es quizás el elemento más crítico de la negociación, aunque no necesariamente el más largo de negociar. Como el sueldo en una entrevista de trabajo, que puede ser mejor o peor en función de algunos elementos también relevantes: la flexibilidad, la duración, las condiciones de ruptura... Son frecuentes dos fórmulas tipo, la de precio fijo y la de descuento con un suelo.

El precio fijo es fácilmente entendible, con un precio fijo por megavatio hora producido durante la vida del *PPA*. Tanto aplicado a un perfil *pay as produced* o un perfil *baseload*.

La alternativa frecuente consiste en ofrecer un descuento sobre el precio *spot* fijado por OMIE, a cambio de garantizar un precio mínimo, o suelo. Por ejem-

plo, 2 €/MWh de descuento, con un mínimo de 35 €/MWh. A mayor descuento ofrecido por el productor, más alto el suelo exigido a cambio.

Ambas fórmulas funcionan, y dan flexibilidad a las partes de escoger la más beneficiosa según su visión particular de la expectativa del precio *spot* y su apetito por un mayor riesgo-retorno.

Lógicamente, cuanto mayor sea la duración del contrato, menos riesgos existen para el productor. Pero cuanto mayor sea la duración, más complicado es el compromiso que debe adquirir el *offtaker*. Es infrecuente ir más allá de diez años de duración, y ocasionalmente hasta quince años más en línea con los periodos típicos de financiación bancaria.

Un elemento que se ha convertido en relevante en los años 2022 y 2023 ha sido la inflación. En periodos de estabilidad de dicha inflación, ya sea alta o baja pero estable y predecible, la hipótesis de inflación se incorpora en el precio negociado que no se revisará al alza durante el *PPA*. Pero con incertidumbre de una inflación potencialmente próxima al 1 % o potencialmente alcanzando niveles del 5 % o del 10 %, como ha sido el caso en algunos países europeos, conlleva mucho riesgo fijar un ingreso plano que cubra posibles incrementos de costes elevados. Por ello, existe la posibilidad de fijar un precio de inicio, que será revisado anualmente con la inflación, tal como típicamente sucede con los contratos de alquiler de vivienda.

3.4. Otros elementos

Existen muchos motivos por los que el contexto puede sugerir revisar un *PPA*, como todo contrato mercantil o laboral.

Un caso paradigmático es la cláusula de “cambio de ley”. Si cambia la regulación afectando de manera relevante a una de las partes, y ésta no era razonablemente previsible, es necesario acordar cómo se procederá. Pero claro, ante cambios genéricos imprevisibles, es difícil comprometer mucho más que “una negociación razonable y de buena fe”.

Nótese que cualquier cambio en los ingresos a la baja perjudica al productor, potencialmente hasta niveles inasumibles si el precio acordado no tiene suficiente colchón de seguridad. Pero sí podrían darse cambios asumibles ante, por ejemplo, una bajada de un impuesto (como el IVPEE, o impuesto al valor de producción de energía eléctrica).

También son especialmente relevantes las cláusulas de terminación del contrato por cualquiera de las dos partes firmantes, en forma de garantías y/o avales. No sólo se precisa de dicho aval, por volúmenes relativamente pequeños en relación al “valor nocional” del contrato (precio por volumen pendiente de cobro), sino que es preciso atar bien qué coste tendría la ruptura, o qué metodología se utilizaría para calcular dicha penalización llegado el momento. Es frecuente acordar una valoración por diferencia respecto al previsible ingreso de la planta, a realizar por “un tercero independiente de reconocido prestigio” o según “mercados cotizados y líquidos”.

Es relevante también acordar numerosas penalizaciones potenciales como por ejemplo la indisponibilidad de las Garantías de Origen (GdO) asociadas, y que son una de las motivaciones principales del *offtaker* para negociar un PPA en origen: disponer de los certificados de procedencia de su energía consumida, más allá de la liquidación del pago o cobro acordado en el PPA.

Cuántos más riesgos queden abiertos y no suficientemente atados en la compleja negociación, mayor TIR pedirá el productor a la inversión, y mayor será el precio mínimo que podrá ofrecer.

4. CONTEXTO DE MERCADO, PASADO Y PRESENTE

El mercado español ha visto un auge sin precedentes de los PPA. Tras años sin “paridad de red” (proyectos viables vendiendo exclusivamente energía a precios de mercado *spot*), y sin recursos económicos en el sistema eléctrico español para pagar incentivos a renovables aún más caras que el mercado, desde el año 2019 han florecido los PPA. Se han firmado, según información pública, 2 a 3 gigavatios de proyectos eólicos y solares cada año entre 2020 y 2023, siendo España uno de los mercados más atractivos de Europa y del mundo para la firma de los PPA y la construcción de proyectos renovables.

Esto tiene todo que ver con la realidad de los costes tecnológicos, y los precios de mercado mayorista.

El *LCOE* (*Levelised Cost of Energy*), o coste nivelado, o coste medio de un proyecto, depende muy fuertemente del coste de inversión de la de construcción, el coste de operación, su vida útil, su recurso de energía estimado, y la rentabilidad exigida a la inversión. A su vez, la rentabilidad exigida depende de la certidumbre en los ingresos y la estabilidad regulatoria estimada, por lo que el *LCOE* de un proyecto no es intrínseco a la tecnología sino también al entorno en que se instala.

Cuando el ingreso por mercado está alineado con, o es superior al *LCOE* de un proyecto, este proyecto está en situación de “paridad de red aparente” y es económicamente viable sin necesidad de los *PPA* o de incentivos gubernamentales. Pero claro, los ingresos por mercado *spot* son por definición inciertos, por lo que estar en “paridad de red” de inicio no implica que siempre se vaya a tener un ingreso superior al *LCOE* si los precios de mercado se reducen.

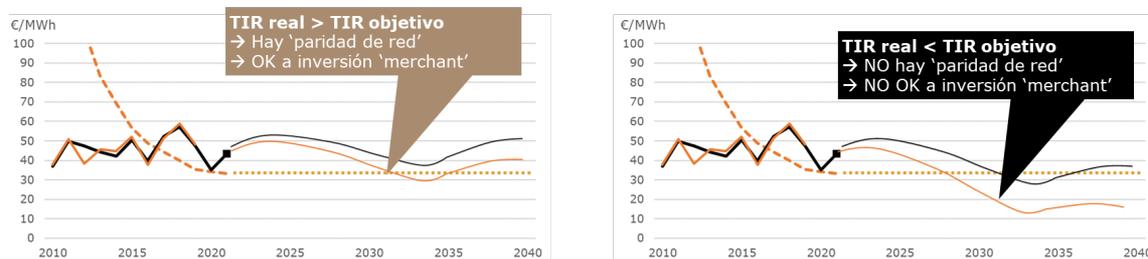
Si por “paridad de red” entendemos obtener una TIR objetivo, ¡sólo se sabe si hubo paridad de red o no al final de la inversión!

En España, tanto los proyectos fotovoltaicos como eólicos vieron bajar sus *LCOE* a valores inferiores al mercado *spot* en torno al periodo 2017-2020. La eólica,

Figura 1

Evolución histórica de *LCOE* e ingresos por mercado mayorista

Precios capturados históricos y *LCOE* de solar FV



Fuente: AFRY Management Consulting (Webinar sobre “The Iberian market after COVID-19”).

desde los antiguos 70-80 €/MWh de los años 2000, con bajos factores de carga y turbinas muy pequeñas, hasta el entorno de los 40-60 €/MWh de hoy. La fotovoltaica, desde los 400 €/MWh hasta los menos de 40 €/MWh de hoy (y se adjudicaron numerosas ofertas a menos de 25 €/MWh en las primeras subastas del REER⁵ en el año 2020).

Si bien el año 2020, año COVID-19, sufrió precios bajísimos como consecuencia de los bajísimos precios del gas, también fue un año de costes de inversión muy bajos, y clara expectativa de proyectos en “paridad de red”. Al subir los precios del mercado *spot* tras la invasión de Ucrania, el precio de mercado subió a cotas insospechadamente elevadas, superiores a los 200 €/MWh, contenidos por medidas regulatorias “de choque”. Pero entre el ingreso mínimo que necesita un proyecto (su *LCOE*), y el precio máximo que paga un consumidor si no logra firmar un *PPA*, existe un amplísimo margen de precios del *PPA* que funcionan para las dos partes; situación inmejorable para que florezcan los *PPA*.

Así, los *PPA* se han negociado en España estos pasados tres años a niveles de precio cambiantes, según los costes y las tensiones de cada momento; pero siempre generando valor para ambas partes firmantes. Para el productor, garantizándole un precio suficiente para construir la planta de generación. Y para el consumidor, dándole un balón de oxígeno para esquivar un elevadísimo precio *spot*.

Es dicho margen entre unos *LCOE* bajos y los precios de OMIE, junto con proyecciones de precios en que ese margen se mantendría en el tiempo, lo que ha posibilitado tal volumen de desarrollo.

Pero esta situación de paridad de red, tan propicia para la existencia de abundantes *PPA*, ¿se va a mantener o incrementar? Lo discutimos en las próximas secciones.

5. *LCOE* DE PROYECTOS RENOVABLES Y PRECIOS DE MERCADO

Según lo descrito anteriormente, el *LCOE* de un proyecto depende de sus propios costes, pero también de las expectativas de rentabilidad que a su vez dependen

⁵ Régimen Económico de Energías Renovables, descrito en el RD 960/2020.

del nivel de riesgo del proyecto. Existen diversos riesgos muy diferentes entre países, así como dentro de un mismo país en función del régimen regulatorio y la modalidad escogida para la venta de la energía.

Por dar un rango amplio, un inversor podría conformarse con una rentabilidad de 6-7 % sobre el *equity* (o “fondos propios”, es decir la parte de la inversión que pone el promotor, no cubierta por “los bancos” u otros tipos de deuda) si la remuneración está garantizada durante años, y probablemente no menos del 10-12 % si el proyecto tiene riesgo “merchant” vendiendo toda su energía al precio *spot*. Para cada 1 punto porcentual de TIR no apalancada, ¡el impacto es de 2 a 3 €/MWh sobre el *LCOE*!

Sobre el coste de inversión existen diferencias relevantes entre proyectos, incluso en un mismo momento y un mismo país. Esto se debe a factores como el tamaño de la planta, el volumen de compra del constructor que posibilite negociar mejores precios, el momento en que se compraron los paneles solares, o las turbinas, o los transformadores de conexión a la red; o también el poder de negociación del constructor en base a la oferta y demanda de constructores. Todo lo anterior ha tenido una alta volatilidad en el mercado mundial, y el español en general, tanto por la compra de equipos como por los márgenes de constructores altamente cambiantes. Si en 2020 había más proyectos tramitados hasta *RTB* (*Ready to Build*) que constructores, y los márgenes de construcción fueron apretados por alta competencia, en 2022 y 2023 ha habido escasez de constructores para el elevado volumen de proyectos en estado de *RTB* que han tenido que soportar ciertas primas para “reservar” a los mejores constructores disponibles.

Más allá del coste de construcción, existen diferentes costes de adquisición de un proyecto renovable, derivado de la actividad de M&A (fusiones y adquisiciones) de proyectos por parte de propietarios que entran en distinta fase del desarrollo. Habida cuenta que el desarrollo de proyectos, hasta *RTB*, y luego hasta construcción, es una actividad de varios años y elevados riesgos de no alcanzar la construcción y Puesta en Servicio (PES), no todos los perfiles de inversores tienen por modelo invertir en fase *early stage*. Al contrario, muchos inversores nacionales e internacionales están más bien especializados en levantar o gestionar fondos para inversión inmediata; es decir, a desplegar en proyectos construidos y operativos,

o bien en algunos casos justo en el momento de la construcción si es que pueden asumir, gestionar y financiar tal riesgo.

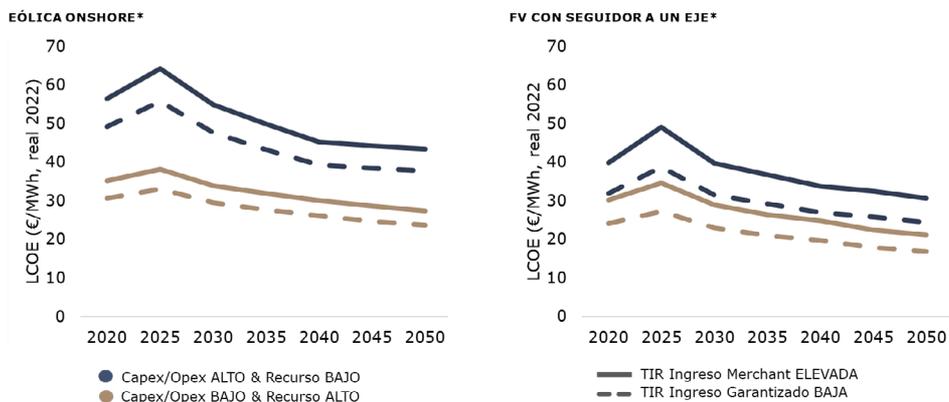
Cuánto más *early stage* se entra en el desarrollo o codesarrollo de un proyecto (típicamente financiando a la empresa que tramita el desarrollo, a cambio de un acuerdo predeterminado de pago de una comisión por llegar a *RTB*), más rentabilidad se puede obtener en la venta del activo, puesto que el nuevo comprador adquiere un proyecto con menos riesgo de desarrollo o construcción.

Además, es interesante entender que cuando se desarrolla un proyecto desde cero sí que podemos hablar de un coste de desarrollo y construcción; no obstante, cuando se adquiere un proyecto en *RTB* u operativo, en un proceso competitivo, el comprador realmente está comprando unos flujos de caja; si bien éstos pueden ser muy inciertos, con diversas visiones que dan lugar a diversas valoraciones y por tanto precios de adquisición.

En base a todo lo anterior, la pregunta de ¿cuánto cuesta un parque solar o eólico hoy en día? tiene un amplio abanico de respuestas, que puede ir desde el doble

Figura 2

Evolución futura de *LCOE* indicativos



Notas: *Estimaciones propias de AFRY para un rango observado y esperado de Capex, Opex y Recurso; hipótesis propias sobre TIR razonables en entorno Merchant o Garantizado.

Las líneas continuas representan proyectos con riesgo de mercado en los ingresos y por tanto mayor TIR objetivo, frente a líneas discontinuas para proyectos con ingresos garantizados por un *PPA* durante un periodo suficientemente largo. Las líneas azules representan proyectos con mayores costes de construcción y menor recurso primario, frente al color marrón para proyectos más eficientes en coste y con mayor recurso renovable primario.

Fuente: AFRY.

hasta la mitad. Si adicionalmente añadimos distintos costes operativos de gestión, y diferentes rentabilidades exigidas en base al perfil de riesgo de los ingresos (proyectos a mercado puro frente a proyectos con *PPA*), obtenemos en la figura 2 el orden de magnitud indicativo del nivel de los *LCOE* eólicos y solares en los últimos años en España, así como una posible tendencia ilustrativa.

En dicha figura, las distintas líneas representan la estimación de rangos de *LCOE* de proyectos eólicos terrestres y fotovoltaicos para desarrolladores *early stage*, sin incluir ninguna “prima de desarrollador”; a estos costes más bajos de desarrollo y construcción, aplicamos rentabilidades relativamente elevadas para compensar los altos riesgos de dicha actividad, tras la que llegarán a buen puerto únicamente una fracción de los proyectos en desarrollo.

Por último, hay que destacar que las zonas coloreadas en verde y rojo de la figura 5 representan posibles zonas de precios de mercado percibidos por un proyecto eólico y solar: en verde, zonas de alta rentabilidad superior a la objetivo considerada al calcular el *LCOE*, y en rojo zonas de baja rentabilidad inferior a la objetivo. Si el mercado o un *PPA* remuneran un proyecto renovable de media en línea con el *LCOE* (que ya se calcula generalmente incluyendo la TIR objetivo), el proyecto habrá alcanzado dicha TIR objetivo. Si el proyecto recibiese una remuneración en la zona verde, esos años aportarán rentabilidades atractivas superiores incluso a la objetivo; este ha sido el caso para la mayoría de los proyectos a mercado durante los años 2021 a 2023 de precios *spot* elevados por la crisis de gas provocada por la invasión de Ucrania⁶.

6. EL PRECIO DE UN *PPA*

Tras entender el amplio rango de los *LCOE* que pueden tener distintos proyectos renovables, analicemos cómo se pone precio a un *PPA*. Y que sepa el lector que quien sabe estructurar y negociar un *PPA* bueno y robusto, ¡tiene un altísimo valor en el mercado laboral!

⁶ Realmente la crisis de precios de gas comenzó mucho antes de la invasión a Ucrania de febrero de 2022, cuando Rusia comenzó a reducir los flujos de exportación de gas por Nordstream 1 y Yamal antes del verano de 2021.

Y es que con los tiempos que corren, y la creciente dificultad de financiar un proyecto renovable, quien tiene un buen *PPA* tiene un tesoro.

La determinación de precio de un *PPA* debe cumplir varias premisas:

- debe ser un nivel de precio mínimo que viabilice económicamente la construcción de una planta, por tanto relativamente alineado con el *LCOE* del proyecto;
- debe ser un nivel de precio que suponga para el *offtaker* algún ahorro (percibido) respecto a comprar energía en el mercado, o bien como mínimo estabilidad de precios que compense el riesgo de garantizar el pago;
- generalmente el *offtaker* solicita la cesión de las Garantías de Origen asociadas, que permiten catalogarle ante sus clientes como “100 % renovable”. Y es que, “si me comprometo a comprar la energía de una planta renovable durante los próximos diez años, por lo menos que mis clientes me puedan reconocer y valorar el esfuerzo!”.

Pero claro, el precio futuro del mercado *spot* es por definición desconocido para todas las partes, por lo que cada parte trabaja con su propia proyección. Y en esta “asimetría de información”, es decir la diferencia de visiones del futuro, reside la posibilidad de encontrar un amplio abanico de precios intermedios que sean percibidos como buenos por ambos, el productor y el *offtaker*.

Y es que en los últimos tres años, el mercado mayorista ha remunerado proyectos a mercado por encima de su *LCOE* (la zona verde de la figura 5 mostrada en la siguiente sección); al menos aquellos sin prima de desarrollo. El *LCOE* de proyectos comprados en *RTB* o tras la *PES* (Puesta en Servicio), depende de la prima de desarrollo, por lo que es difícil llegar a una cifra genérica de *LCOE* de proyectos en los pasados meses y años; no obstante, a la hora de pensar en *LCOE* de proyectos renovables en un momento determinado parece preferible excluir cualquier prima de desarrollo que son una variable de ajuste opcional para quien tenga expectativas de ingresos futuros al alza que soporten un coste de inversión inicial superior al puro coste del constructor.

A partir del *LCOE* mínimo de un proyecto, es preciso recordar que el *LCOE* se calcula típicamente para toda la vida útil del proyecto, en el entorno de veinti-

cinco a treinta años tanto para proyectos eólicos como solares, si bien los *PPA* típicamente cubren diez hasta quince años, cerca de los periodos de financiación bancaria. Por ello, es relevante a la hora de negociar el valor de un *PPA* qué expectativa tiene el productor en la denominada “cola *merchant*” o “a mercado” tras finalizar el *PPA*. En el caso en el que se espere una cola *merchant* con ingresos muy superiores al *LCOE*, es técnicamente posible ofrecer un *PPA* por debajo del *LCOE* puesto que se compensará un periodo de ingresos inferiores a los estrictamente necesarios con un largo periodo de ingresos superiores. Por ejemplo, un proyecto con un *LCOE* de 30 €/MWh puede soportar un *PPA* de diez años a 25 €/MWh que permita repagar deuda bancaria dimensionada acorde, si el inversor espera durante los veinte años siguientes un ingreso por mercado de 40 €/MWh que le aportarán su rentabilidad objetivo. Y viceversa, si la expectativa del productor es una cola a mercado media en 20 €/MWh, tendrá que ofrecer de inicio un nivel superior a su *LCOE*, pongamos 35 €/MWh tal que el modelo financiero a 30 años aporte exactamente su TIR objetivo.

Todo el cálculo anterior discute el nivel mínimo necesario para viabilizar el visto bueno del comité inversor que aprobará el desembolso de la compra o construcción del proyecto. Pero ese no es necesariamente el nivel que se puede permitir negociar, especialmente en periodos de escasez de proyectos y precios de mercado muy elevados. En tal situación, en que el promedio esperado de ingresos a mercado sea muy superior al *LCOE* de proyectos, supongamos 60 €/MWh lastrados por un corto plazo elevadísimo, un consumidor que no negocie un *PPA* pagará dichos 60 €/MWh, y cada euro inferior es bienvenido. Cada euro por encima del mínimo requerido por el productor (ya sea con el ejemplo anterior 25 ó 35 €/MWh) es también bienvenido, y por tanto se dispone de un amplio rango para negociar un precio que funcione para ambas partes firmantes.

Un *offtaker* aporta mucho valor al proyecto, ya que desbloquea financiación bancaria o de deuda en general, que generalmente precisa alguna garantía de ingresos. A este respecto, es destacable que sí ha existido en España financiación bancaria para proyectos renovables con riesgo a mercado 100 % (sin ningún *PPA*) por parte de algunos bancos o fondos de deuda especializados; si bien no es una práctica generalizada, y ya se verá en los próximos años el resultado de estas decisiones ante un futuro altamente volátil. También existen financiacio-

nes con “préstamos puente de construcción”, que requieren una refinanciación inmediata tras la construcción; cabe señalar que esta financiación tiene indirectamente plena exposición a mercado, en tanto en cuanto dicha refinanciación futura estará necesariamente ligada a la firma de un *PPA* o bien a la compra del proyecto por parte de un nuevo inversor, todo lo cual está a su vez ligado a la expectativa de ingresos futuros.

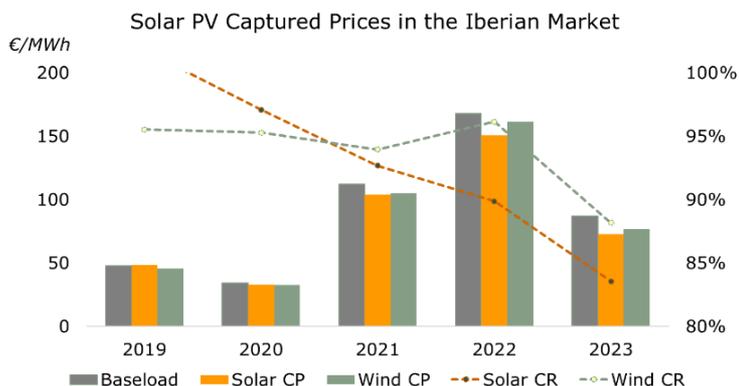
¿Y cómo puede capitalizar un *offtaker* el valor de firmar un *PPA*? A cambio de un descuento sobre su expectativa. Porque no nos engañemos, para una mayoría de consumidores, comprometer una compra de energía a largo plazo con garantías corporativas sólo por adquirir Garantías de Origen que permitan justificar un consumo 100 % renovable, no parece que sea suficiente justificación si no hay una ganancia económica esperada. Así, un *offtaker* típicamente construye su propia visión interna del coste esperado del mercado mayorista en el periodo del *PPA*, perfilado por la producción de la planta renovable en cuestión, y ofrece un descuento que orientativamente pueda rondar el 10 % al 20 % (su ganancia esperada); llamemos a este precio el $P_{max_consumidor}$.

Desde el año 2019 en que comenzó la negociación masiva de los *PPA* en España, los precios de mercado mayorista han sido una montaña rusa, por el impacto de precios de gas y CO_2 muy volátiles, así como por el impacto de las propias energías renovables. Con los *LCOE* fotovoltaicos muy inferiores a 50 €/MWh desde el año 2019, en que la tecnología entró claramente en *grid parity* (al menos *grid parity* de inicio), y ante los precios capturados mostrados en la figura 3, ha existido un amplísimo rango para negociar los *PPA* buenos para ambas partes firmantes; con el matiz del año 2020, en pleno COVID-19 y precios de la electricidad extremadamente bajos que, de haber seguido en ese nivel, hubiesen planteado serios retos, similares de hecho a los que podemos esperar en el futuro próximo. Recuérdese que la referencia de ingreso a mercado de cara a la determinación de precio de un *PPA* no es el *pool* pasado o siquiera el presente, sino la proyección de OMIE durante la vida del *PPA* perfilada por el recurso eólico o solar del productor.

No existe una fuente pública fiable que recoja todos los *PPA* firmados en el periodo 2019 a 2023, y menos aún sobre el nivel de precio, duración, perfil, y

Figura 3

Evolución histórica de precios de OMIE y capturados eólico y solar



Nota: Precios capturados (CP por *Captured Price*) y “Apuntamiento” (o CR por *Captured Rate*) calculados ponderando precios horarios de OMIE por el PBF (Programa Base de Funcionamiento) de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Se excluye la minoración de ingresos a inframarginales del RDL 17/2021.

Fuente: Esios (Red Eléctrica).

resto de elementos críticos en la fijación del precio (valor fijo o fórmula, en la modalidad de descuento sobre OMIE con un suelo).

Pero en base a los anuncios públicos que los *offtakers* sí gustan de publicitar⁷, y a la conocida realidad de que la deuda mayoritariamente sí pide la existencia de un *PPA* que garantice ingresos mínimos, se puede asumir que una mayoría de proyectos firmados y en proceso de firma para su entrada en servicio en los próximos años, están respaldados por los *PPA*.

El nivel de precios en la modalidad de precio fijo *pay as produced*, probablemente la más frecuente, ha oscilado enormemente en línea con los *LCOE* muy cambiantes (por COVID-19, inflación de precios, tipos de interés y coste de la deuda, poder de negociación del constructor etc.) así como por precios de mercado muy cambiantes para el *offtaker* potencial.

¿Qué puede deparar el futuro, en cuanto al volumen de proyectos y nivel de precios de los *PPA*?

⁷ Por ejemplo “Heineken añade un nuevo ingrediente a su cerveza, como es la energía solar para alimentar sus fábricas”.

7. POLÍTICA ENERGÉTICA Y DISEÑO DE MERCADO

La política energética, entre otras muchas responsabilidades, fija objetivos de emisiones alineados con los compromisos europeos o mundiales. También, independientemente de la voluntad de contribución a los objetivos climáticos, los gobiernos pueden empujar una penetración de energías renovables más ambiciosa que los fundamentales de mercado, en aras de reducción de la dependencia energética. La crisis del gas tras las interrupciones progresivas de gas ruso son buena muestra del beneficio de una reducción de la dependencia de los hidrocarburos, de manera ajena a la reducción de emisiones que podría no ser prioritaria para un gobierno.

Europa en bloque ha adquirido distintos compromisos, como el Protocolo de Kioto y los compromisos de París de limitar el calentamiento global a 2 °C entre 1850 y 2100, e idealmente 1,5 °C por las drásticas consecuencias incrementales en ese rango. Posteriormente, la ambición se ha incrementado como consecuencia de las últimas advertencias del IPCC, así como de la crisis de precios del gas y la electricidad que han golpeado brutalmente a la industria, la inflación, la competitividad, la renta per cápita, y la economía en general.

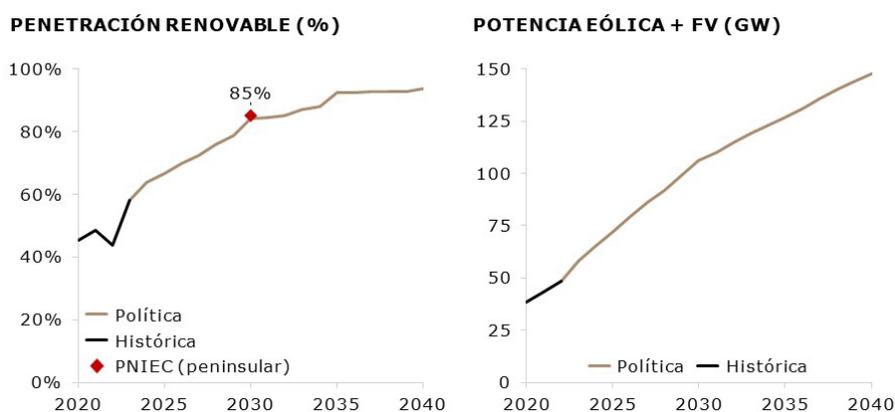
Si bien en el horizonte 2020, un objetivo europeo de penetración renovable del 20 % sobre la energía final también fue acompañado por la Directiva de objetivos específicos por país, el horizonte 2030 se ha manejado de manera diferente. De nuevo existe un objetivo europeo, vinculante, y revisado al alza en varias ocasiones, pero no se han fijado objetivos vinculantes por país. En su lugar, se ha solicitado a cada país una contribución voluntaria, plasmada en “National Energy and Climate Plans” (NECP, o Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Una primera versión del PNIEC fue enviada a Europa en 2020, con compromiso de revisión (sólo al alza) en 2024; así un nuevo borrador ha sido enviado en junio de 2023, previo a una versión final a publicar el próximo verano.

En el sector eléctrico, que recordemos representa sólo una cuarta parte del consumo de energía final a “renovabilizar”, España se compromete en el último PNIEC a subir del 40 % en 2020, al 81 % nacional en 2030, que a su vez precisa cerca del 85 % a nivel peninsular. Este ambicioso objetivo puede traducirse en una necesidad de instalación de potencia eólica y solar que varía en función

del reparto entre estas tecnologías, habida cuenta de sus diferentes “factores de carga”, o producción por megavatio instalado. También cabe señalar que al presentarse objetivos relativos a la demanda, que de hecho el PNIEC calcula relativa a la generación, son relevantes las hipótesis de consumo base, nueva electrificación del transporte, producción de hidrógeno verde para la industria, o capacidad de exportación a Francia.

Figura 4

Objetivo político de evolución de penetración renovable



Nota: La potencia renovable eólica + solar señalada no responde al desglose de potencia por tecnología indicado en el Borrador de PNIEC de junio de 2023, que para 2030 asciende a 62 GW eólicos y 76 GW solares (incluyendo autoconsumo) a nivel nacional. Esta figura refleja la potencia peninsular necesaria estimada por la consultora AFRY Management Consulting en base a su propia previsión de demanda, y su propia previsión de reparto entre las tecnologías eólica y solar.

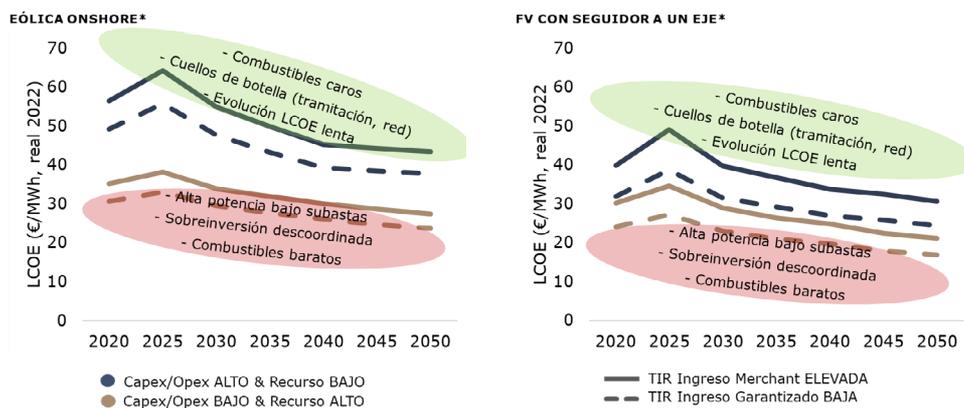
Fuente: Esios (Red Eléctrica).

Pero independientemente de la demanda eléctrica final que tenga el mercado español en 2030, y la consiguiente necesidad de potencia renovable para cumplir un objetivo relativo a dicha demanda, reflexionemos sobre la viabilidad económica de alcanzar dichos objetivos.

Los ingresos por mercado de las plantas eólicas y solares dependen de numerosos factores, como el precio de los combustibles, el nivel de consumo eléctrico, y naturalmente la capacidad instalada. Según lo reflejado en la figura 5, el mercado mayorista podría remunerar más que el *LCOE* de nuevos proyectos (zona verde), o eventualmente menos (zona roja).

Figura 5

Evolución futura de LCOE indicativos y potenciales ingresos por mercado



Nota: *Estimaciones propias de AFRY para un rango observado y esperado de Capex, Opex y Recurso; hipótesis propias sobre TIR razonables en entorno *merchant* o garantizado.

Fuente: AFRY.

Así, en un mercado no intervenido mediante la organización de subastas, (que en el fondo son un PPA cuyo *offtaker* somos todos los consumidores eléctricos), el mercado ajustaría la potencia renovable a aquel nivel en que los ingresos quedan alineados con el LCOE de nuevos proyectos. Por lo que, en ausencia de subastas o los PPA que complementen los ingresos por mercado, la penetración renovable alcanzada por el mercado es desconocida y puede coincidir, superar o no alcanzar un objetivo político.

En la medida en que un objetivo político predeterminado hiciese caer los ingresos por mercado por debajo del LCOE de un nuevo desarrollador de proyectos, esto implicaría dos posibilidades:

1. Que el mercado no alcanzará dicho objetivo manteniendo rentabilidades *merchant*; o
2. Que se precisará un complemento a los ingresos por mercado para alcanzar el objetivo político.

En este punto cobra especial relevancia el diseño de mercado escogido, o mejor dicho la elección de algunos elementos de dicho diseño. Puesto que Europa y

España aceptan la posibilidad de celebrar subastas, y el precio máximo dispuestos a pagar no tiene limitación regulatoria alguna, éstas son las variables claves a discutir. ¿Aceptamos los consumidores pagar a una planta eólica o solar más que la remuneración que recibirán por mercado? Así lo hicimos durante la primera década de este siglo, hasta la llegada de la paridad de red y los proyectos *merchant*.

Pero, una vez alcanzada la paridad de red, ¿qué pasaría si saliésemos de ella? ¿Deberíamos seguir incentivando renovables con complementos al mercado, en aras de incrementar un punto de equilibrio que no cumpliese una penetración renovable objetivo autoimpuesta por externalidades políticas? ¿Nos hemos planteado si dicho objetivo político es el adecuado mediante algún cálculo de riesgo? ¿O bien, una vez fijado un mercado de CO₂ que determina las emisiones máximas del sector, debemos confiar en este mercado del CO₂ para seguir atrayendo renovables *merchant*?

Y ¿cómo quedan los *PPA* en un mercado de renovables dopado por subastas? ¿Cómo puede un gobierno incentivar la firma de los *PPA* privados, a un nivel de precio suficiente como para viabilizar la construcción de proyectos si las subastas hiciesen caer el ingreso por mercado a la zona roja, por debajo del *LCOE* de proyectos futuros?

Preguntas abiertas a las que, según el autor, probablemente deberá dar respuesta el gobierno en el muy corto plazo tras la llegada de abundante energía solar. Porque ya ha comenzado la canibalización solar de precios, reflejada en la figura 3, con un ritmo de instalación vertiginoso de 7GW/año tanto en 2022 como 2023, ante la “amenaza” de una cantidad sin precedentes de proyectos a las puertas de *RTB*.

¿Hacia dónde van los ingresos de los proyectos *merchant* eólicos y fotovoltaicos existentes y futuros?

¿Cuánta potencia solar *merchant* se construirá en los próximos años como consecuencia de lo anterior, si el gobierno no interviene con un elevado ritmo de subastas?

8. PERSPECTIVAS SOBRE LOS PPA EN ESPAÑA

El futuro de los PPA en España está condicionado a que siga habiendo espacio física y económicamente para proyectos renovables nuevos. Para ello, los ingresos por mercado deberán permanecer por encima del LCOE de nuevos proyectos futuros, lo cual requiere evitar un ritmo de subastas tal que se viole la condición anterior.

Los precios capturados de 2023, en 73 €/MWh para los solares y 77 €/MWh para los eólicos, y los LCOE actuales a la baja auspiciados por módulos en récord histórico de bajo precio, soportan una actividad de desarrollos *merchant* con PPA considerable. Pero el precio del gas sigue a la baja, ante una demanda eléctrica en ligero decrecimiento (que esperamos volverá inminentemente a la senda positiva) y la archicommentada canibalización solar.

Un objetivo político de penetración renovable ambicioso, en ausencia de suficiente almacenamiento para contener la creciente canibalización de precios, tiene el potencial para reducir demasiado los precios capturados por el mercado, y con ello el mercado de los PPA. De alcanzarse esta situación, y no desarrollarse suficiente almacenamiento que la corrija, quedaría limitado el mercado a aquellos *offtakers* dispuestos a pagar más que comprando la energía en el mercado mayorista y además con un firme compromiso de típicamente diez años... ¿Existirán tales *offtakers*? ¿O cómo pretenden Europa y España incentivar estas decisiones privadas?

9. RECOMENDACIONES DEL AUTOR

La conclusión principal que puede extraerse de este análisis es que será necesario optar por dos paradigmas distintos:

Habrá que escoger entre objetivos renovables ambiciosos, o minimización de costes por un mercado autoajustado.

Entre forzar subastas hasta alcanzar un objetivo predeterminado independientemente de los vertidos producidos y la eficiencia de tal sistema, o dejar que el mercado y los PPA alcancen un equilibrio.

Entre incentivar renovables explícitamente mediante un elevado ritmo de subastas, penalizando con ello a inversores *merchant* existentes, o hacerlo indirectamente mediante el incentivo al desarrollo de nuevo almacenamiento.

Entre dejar a su vez que nuevo almacenamiento venga exclusivamente por el mercado de energía y el mercado de capacidad, o desarrollar alternativas regulatorias que atraigan mucho almacenamiento coste-efectivo para el país.

A falta de detallados análisis cuantitativos, complejos pero al alcance de la actual capacidad de computación y modelización, el autor se decanta en todas las frases anteriores por la segunda opción.

Renewable electricity contracts: lessons from European experience[♦]

Mats Kröger and David Newbery***

Abstract

In response to commitments to massively increase Variable Renewable Electricity (VRE) and to reduce the cost of financing capital-intensive low-variable cost VRE the EU Commission requires that all future support payments must come through two-sided Contracts for Differences (CfDs). This article compares the extent to which current and proposed future European CfDs deliver efficient investment and operating signals. It confronts these design options with wholesale price data from Germany, Spain, and Great Britain to see how they score in reducing risk and hence finance cost while delivering efficient investment and operating decisions at least cost to consumers.

Key words: renewable electricity contracts, Variable Renewable Electricity (VRE).

1. INTRODUCTION

The Paris COP21 of 2015 was agreed by 196 Parties and came into force in November 2016.¹ Each signatory announced Nationally Determined Contributions (NDCs) that set out their approach to reducing emissions. The logical priority is to decarbonise electricity, which in most countries will require a massive acceleration of Variable Renewable Electricity, VRE (*i.e.*, wind and solar PV). These technologies have high capital costs and very low variable costs, so their cost depends almost directly on the cost of finance. Reducing the weighted average cost of capital requires reducing risk over the extended period needed for cheaper bond finance. This article considers the design of suitable long-term contracts, and draws on lessons learned from the range of such contracts to be observed in Europe. The EU Commission stated in 2023 that all future support

[♦] We are indebted to the editor for helpful comments.

* DIW Berlin and Technical University Berlin.

** EPRG, University of Cambridge.

1 <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

payments for the construction of renewable electricity must come through two-sided Contracts for Differences (CfDs),² a trend already underway in countries such as the United Kingdom, Ireland and Spain and the focus of this article.

1.1. Risks facing generators

Dispatchable generators face price risk to which they can respond by adjusting their output – if prices are above variable cost, they can sell their full potential output and earn the difference between price and cost, while if prices are below variable cost they can stop producing and avoid losses. Their revenue is thus exposed to price risk. In Europe, the variable costs are primarily driven by the gas plus carbon prices or coal plus carbon prices, whose costs tend to move together (primarily driven by the ease of switching between coal or gas-fired generators). As a result, wholesale prices and fuel prices also move together and constitute a natural hedge. Vertically integrated utilities have the further advantage of passing on cost changes in retail prices, as their competitors also face similar cost movements.

In contrast, Variable Renewable Electricity (VRE, wind and solar PV) generators have low variable costs (zero in the case of PV) but they can only produce if the wind blows or the sun shines, so they are exposed not just to price risk (with no natural hedge via fuel price co-movements) but also to volume risk. With high levels of VRE penetration, volume and prices will be increasingly negatively correlated, as a high VRE output will depress wholesale prices while low VRE output will require expensive alternative source of supply. Aggregate revenues should therefore be less volatile than either prices or outputs, although revenues from individual producers will be more volatile than the average. Green and Vasilakos (2012, GV) simulate the impact of high levels of wind on wholesale prices for a run of 12 years. They find that individual on-shore wind farms have a range of annual revenues about one-third of average revenues (GV figure 6 and p3217), while for Great Britain as a whole the range for all on-shore wind together is 7% for the competitive case and 10% for the duopoly case (GV Table 3).

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_1593

However, at modest levels of penetration this negative correlation will be muted, and revenue volatility will be more influenced by output variability. This can be exemplified using Scottish data.³ For individual Scottish wind farms the coefficient of variation (CV) of annual average capacity factors (*i.e.*, the relation between potential and actual output) varies from 12-19% over time while for Scottish wind as a whole the CV is 11%. More relevant for the extent to which wind farms can use debt finance, the minimum annual output of an individual wind farm can be as low as 60% of the average, but for Scottish wind as a whole (2002-2022) this rises to 75%. Individual VRE thus faces a mixture of idiosyncratic and correlated risk, and that will be relevant for designing hedges.

1.2. Hedging contracts

Contracts for differences have long been used by conventional controllable generation as a financial instrument to hedge risks that were introduced by vertically separating generation from retailing. Under vertical integration cost changes upstream can be readily passed through to final consumers, and any contracts with customers can be hedged by comparable duration fuel hedges. Vertical unbundling breaks that link so that cost changes upstream lead to wholesale price fluctuations which impact retailers when buying. The logical risk-sharing hedge between generators and retailers is a two-sided CfD.

The standard two-sided CfD is a financial contract that specifies an amount, M , (MW), a strike price, s , and a reference market price, p , (usually the day-ahead hourly wholesale price). The generator receives (or pays, if negative) $(s - p) \cdot M$ per hour. A base-load contract would be at the same strike price for every hour of the day for a month, quarter, or year, while peak hours or 4-hour time slots can be used to match demand patterns. The generator makes its output decision looking purely at avoidable costs and potential revenues. If it is unprofitable to produce, the spot price p must be below the avoidable cost, c . It must also be below the strike price s so the generator receives $(s - p) \cdot M$. If the generator had to produce to receive its CfD payment it would receive the smaller amount $(s - c) \cdot M$ per hour. It

³ These calculations have been made using individual wind farm annual outputs provided by the Renewable Energy Foundation at <https://www.ref.org.uk>

thus avoids losing $c - p$ per MWh. Generators with and without CfDs will all be dispatched efficiently, based on the merit order of avoidable cost. The CfD is a purely financial contract that requires transfers between the parties regardless of whether the generator produces or not, and its standard format makes it suitable for trading in liquid contract markets.

As noted above, fossil generators are largely hedged by the tight relationship between fuel and electricity prices. As such fossil generators have little need for long-term contracts, particularly as now there is little call for investment in the more durable and capital-intensive coal plant. For new flexible capacity that may be needed to deliver security of supply, capacity markets can offer suitable long-term contracts, which have the added benefit of hedging consumers against high wholesale prices.

Retailers are also reluctant to hedge long-term as their customers can readily switch suppliers. Retailers with what turn out to be expensive contracts risk customer desertion to retailers who chose not to enter into such contracts in times of low prices. The reluctance of regulators to allow retailers to lock in customers for lengths comparable to their contract horizon has put downward pressure on the length of such contracts. Therefore, long-term contracts signed in capacity auctions typically require a government or regulatory-backed counterparty in the absence of credible private counterparties.

Existing liquid and relatively short-term contracts are quite unsuited to financing durable capital-intensive low-carbon technologies like VRE, while capacity contracts are intended for dispatchable plants. The same is true of financing new nuclear power plants as they also lack the natural hedge of co-movements of fuel and electricity prices (Roques *et al.*, 2006, 2008).⁴ Nuclear power faces additional political, regulatory and construction risks that are not the subject of this paper and will hence be ignored. The second reason for requiring long-term contracts for VRE is that future wholesale electricity prices are increasingly subject to unpredictable political interventions, such as changes in the determination of

⁴ Capacity contracts are suitable for existing nuclear plant where the only question is whether the auction price is sufficient to cover their fixed costs or whether it is time to retire the plant (assuming the auction price is set by plant paying the correct carbon price).

carbon prices, changes to zonal (or possibly future locational) pricing, and changes in the commitments to the volume of VRE entering as national commitments are tightened. Third, for VRE, a standard baseload CfD exposes the VRE to substantial volume risk, as its output cannot be reliably forecast more than a few hours ahead. Low VRE output would require the generator purchasing wholesale power when prices are high (as VRE supply is low) while surplus VRE would be sold at low prices (as VRE supply is high). Fourth, until recently the required strike price to commercialise VRE has been above expected wholesale prices and hence there would be no commercial demand as a counterparty to such contracts. Finally, as stressed above, VRE has high capital costs but low operating costs, so the cost of finance is the main determinant of the cost of VRE output. Risk, unless adequately hedged, raises the cost of capital, so a contract that delivers a predictable future revenue stream for the tenor of bond finance is critical to enable mostly low-cost debt finance.

All of these reasons conspire to create a demand for a new type of low-risk long-term contract for low-carbon generation. For VRE as noted a standard CfD is quite unsuitable, even when the required strike price becomes competitive with other generation. Other contract forms have therefore been designed. This article draws lessons from the variety of VRE contracts that have been tried and proposes more appropriate designs for the future.

2. CURRENT VRE CONTRACT DESIGNS

In Europe, there are currently four dominant types of renewable energy support mechanisms (if we ignore scarcely used investment grants). These are feed-in-tariffs, fixed premiums, sliding premiums/CfDs and green certificate schemes. Initially the relevant price was frequently set administratively but increasingly competitive tendering processes such as auctions have shown their clear advantages and have largely replaced administered prices (CEER, 2023, table 1). The various contractual forms have been extensively surveyed (*e.g.*, by Ragwitz and Steinhilber, 2012; more recently by Abrell *et al.*, 2019; Meeus *et al.*, 2021 and Newbery, 2023). The Congressional Research Service (2013) provides a detailed briefing on EU wind and solar electricity policies.

2.1. Level of VRE support in European countries

The Council of European Energy Regulators, CEER, provides periodic *Status Reviews* of renewables support schemes (see e.g. CEER (2015, 2018, 2021, 2023)). They show the extent to which renewable energy support has been deployed in Europe. By the end of 2020 280 GW of wind and PV producing an output of 455 TWh received support (CEER, 2023, tables 3, 4). In 2021 the weighted average support for all technologies was €83/MWh, a reduction from 109 €/MWh in 2020 as a result of higher wholesale prices. “Solar PV still had the highest average support level in 2021 with around 136 €/MWh followed by bioenergy with 69 €/MWh.” (CEER, 2023, p. 27). Much of the high average cost of support is the result of legacy contracts signed when VRE costs were considerably higher. Newbery (2023, tables 1 and 2, p. 5) show that in 2013 54% of total support went to feed-in-tariffs, and 46% to feed-in premiums and green certificates. Support costs have fallen significantly. Between 2013 and 2019 the support cost of PV fell from €320/MWh to €227/MWh and for on-shore wind from €51/MWh to €48/MWh. By 2021 the support costs for PV were €220/MWh, for on-shore wind €26/MWh and for off-shore wind €96/MWh (CEER 2023, tables 5 and 10). The range of support between countries is substantial. For new PV first operating in 2020 the range is €249/MWh to €7/MWh and for on-shore wind from €60/MWh to €7/MWh (CEER, 2023, tables 15 and 16).

During the energy crisis, rising wholesale prices and fixed strike prices turned subsidies into profits in many cases. In the UK on-shore wind needed €60/MWh subsidy in 2021 but paid back €16/MWh in 2021. Thus, the renewable energy support schemes helped to stabilize electricity prices in some countries. However, whether this happened very much depended on the choice of instrument.

2.2. Types of renewable electricity contracts

A *feed-in-tariff* (FiT) sets a price for every MWh injected and metered and requires no marketing activity by the generator. *Fixed premium schemes* add a fixed premium on the wholesale price, while *green certificates* have a similar function, adding the value of the certificate to the wholesale price, but often with the

certificate having a market-determined value created by an obligation on retailers to buy certificates to a certain fraction of their retail sales. Both contracts require the VRE generator to sell the output on the wholesale market (unless they sign a contract with an off-taker to perform that task) and are volatile (reducing their risk-reducing benefits). They leave counterparties (usually customers) exposed to high wholesale prices. As such they had already fallen out of favour (*e.g.*, the UK abandoned its Renewable Obligation Scheme in the 2013 *Energy Act*, HoC, 2013), while the recent energy crisis sounded their death knell.

The EU has in its recent policy proposals announced that a specific form of *sliding premiums*, a form of two-sided CfD (in the UK termed a *CfD with FiT*), is supposed to become the sole mechanism of providing public support for renewable energy. As a rule, this CfD pays a strike price on metered (not pre-determined) output and so it is a physical, not financial hedge like the standard CfD. They are also for lengthy periods (10-20 years) and the strike price may be indexed to the price level or fixed in nominal terms. Given their increasing importance for supporting VRE, this article considers the range of CfDs adopted by various countries, to compare their strengths and weaknesses and draw lessons for improving future VRE contracts.

3. CRITERIA FOR COMPARING RENEWABLES CONTRACTS

A good renewable electricity contract should incentivise the producer to choose an efficient location (with adequate transmission capacity, good resource characteristics bearing in mind correlations with other VRE and the local price), the correct technology (best suited to the resource as well as the market design, *e.g.*, the height of the wind turbine or the orientation of the PV panels to maximise revenue not output) and then to respond efficiently to spot prices (*e.g.*, by not offering bids below avoidable cost, and offering regulation-down services). Contracts that do not discourage VRE from locating behind transmission constraints and which fully compensate for curtailment are problematic. A good contract should limit consumer exposure to the subsidy cost by not over-rewarding producers in high resource areas and not over-reward when wholesale prices are high. Part of minimising the cost to consumers is to reduce the incentive

for commercial agents to attract the least-cost supplies leaving the public to pick up the remaining more expensive projects, although this is only likely to affect a small fraction of the market and if additional to existing targets could increase total VRE. In this context there should be sufficient but not excessive incentives to invest, which is an argument for auctions rather than administratively set prices. As many dominant generating utilities also invest heavily in VRE, the contract design should not amplify market power (Fabra, 2023). Finally, to minimise the cost of finance the contract should reduce revenue risk as far as is consistent with achieving all the other desirable features, and, if possible, not adversely impact liquidity in the market for hedging wholesale price volatility.

Some of these desirable features immediately rule out premium FiTs, green certificates and one-sided CfDs, which have allowed holders to reap immense profits when wholesale prices reached levels multiples of times those historically experienced and which were unexpected when the original contract was agreed. The design of contracts should be resilient to such shocks.

4. CONTRACT-FOR-DIFFERENCE DESIGNS: CURRENT MODELS

A number of key design features will directly affect the cost of support and the extent of risk reduction, while others will either incentivise or discourage suitable responses to short-term market signals.

4.1. One or two-sided CfDs

Among CfDs, the first critical determinant of support cost is whether the CfD is two-sided or one-sided, leaving the producer to reap all the upside in high price periods. A premium FiT or Feed-in Premium also has this undesirable property. The attraction to governments of issuing such contracts is that they should lead to a lower strike price and so in normal times can appear cheaper, but at the cost of potentially very high subsidies in high price periods.

Table 1 describes the design of CfDs in some of the largest European economies that employ such contracts. It shows that one-sided CfDs are relatively unusual,

and at least in The Netherlands the payment that is made to the generator in times of low electricity prices is restricted while the strike price can depend on the resource quality.⁵ In Austria, one-sided CfDs are only used for small-scale installations.

Table 1

One-sided or two-sided CfDs?

	AT	DE	IE	IT	NL	PL	SP	GB
PV	Both	One Sided	Two Sided	Two sided	One Sided*	Two Sided	Two Sided*	Two Sided
On-shore Wind	Both	One Sided	Two Sided	Two sided	One Sided*	Two Sided	Two Sided*	Two Sided

* Indicates special rule limiting the extent of the subsidy in the contracts.

Source: See Appendix 1.

Such one-sided CfDs are the inverse of a Reliability Option (RO) used as a Capacity Remuneration Mechanism in some countries such as the island of Ireland. An RO sets the strike price, s , slightly above the highest avoidable cost of any controllable generator accepted into the auction to determine the payment to generators for accepting the RO contract. In return they must pay back $\text{Max}[(p - s)M, 0]$ whether or not they are able to generate, making a non-generation potentially very costly. The attraction of an RO is that it limits consumer exposure (as they pay no more than s) while making a capacity payment for 10-15 years to encourage investment in flexible generation. In contrast if the holder is protected against low prices but keeps all the high price revenue then consumers are disadvantaged.

4.2. Defining the reference price

The other key element in all CfDs is the reference price, which could be the hourly price or some longer-term average, in which case the average would normally be weighted by the output of the relevant technology. The average price is then also

5 See <https://english.rvo.nl/en/subsidies-financing/sde/features>

called the “market value” of the technology. Table 2 shows that hourly prices are the most common.

Table 2

Period over which the reference price is measured

	AT	DE	IE	IT	NL	PL	SP	GB
PV	Yearly	Yearly	Hourly	Hourly	Hourly	Daily	Hourly	Hourly
On-shore Wind	Monthly/ Yearly	Yearly	Hourly	Hourly	Hourly	Daily	Hourly	Hourly

Source: See Appendix 1.

The choice of reference period has implications for the operational incentives of a CfD that pays on metered output. If the reference price is the hourly day-ahead price this creates, without further rules, a “produce and forget” incentive, *i.e.*, renewable energy producers do not have any incentive to react to electricity prices. If the reference price is equal to the average market price over a longer period (*e.g.*, week or month) this restores the incentive to produce at high price hours since it allows producers to “beat the market” if the project’s market value (*i.e.*, the average market price weighted by their individual production in each hour) is higher than the average market value of the technology. This provides incentives to perform routine maintenance in periods of predicted low prices. If the reference price is weighted by the country-wide PV or wind production, and if high VRE lowers prices, then an average reference price provides incentives to locate where VRE output (and hence prices) are less correlated with the country average.

However, as Schlecht *et al.* (2023) discuss, the longer reference period introduces problems of its own by distorting the dispatch incentives in the day-ahead market. Thus, if the average reference price is €130/MWh and the strike price is €80/MWh the VRE will have to pay €50/MWh if it operates but zero otherwise. If the market price in that hour is only €40/MWh it will be unprofitable to run, even though it would be economically desirable. The choice of reference period should weigh the benefits against the cost of any distortions.

4.3. Indexing strike prices or not?

Indexing strike prices to inflation in principle allows the investment to be financed with indexed bonds whose rate of interest will be lower (by the expected rate of inflation). However, a justification for not indexing is that most bonds are defined in nominal terms and may confer tax advantages compared with indexed debt. With inflation the real cost of support would then fall over time, tracking the likely fall in the real cost of most VRE. If debt payments, which are a large share of the cost of a renewable energy project, are defined in nominal terms an inflation indexed CfD would increase the profits of the installation in real terms in later years of project operation, deferring the gains. The strike prices will be higher if the payments are not indexed, even if the present discounted value in constant prices might be the same as if the strike price were indexed, so current subsidies would appear higher, while past subsidies would be lower.

Table 3

Do countries adjust the payments for inflation?

	AT	DE	IE	IT	NL	PL	SP	GB
On-shore Wind	No	No	Yes	No	No	Yes	No	Yes
PV	No	No	Yes	No	No	Yes	No	Yes

Source: See Appendix 1.

Table 3 shows that most EU countries in our sample do not index CfDs. GB has always indexed regulatory contracts for network utilities (and has a thriving index bond market) and appears to have adopted the same indexing without considering the case for nominal bond finance and the excess incentive to locate in high resource areas that may require more costly network investment and risk local saturation.

4.4. Adjustment of payment by resource quality

Another possibility is to adjust the payments by the quality of the resource (*e.g.*, full operating hours per year) and so make payments closer to cost and reduce producer rent.

Table 4

Do countries adjust payments by resource quality?

	AT	DE	IE	IT	NL	PL	SP	GB
On-shore Wind	Yes	Yes	No	No	Yes	No	No	No
PV	No							

Source: See Appendix 1.

In Austria, The Netherlands and Germany, the strike price is set by an auction with adjustments (positive and negative) according to the resource quality in the local region, measured by full operating hours per year. If installation costs are fairly site-independent, all producers will eventually recover the same revenue and hence all cover their cost, if the adjustments are appropriate. The problem is that producers in resource-rich areas may prefer Power Purchase Agreements with large credit-worthy companies, whose aim is to buy “green” electricity, which, if publicly sourced, would be at the cost of the average resource and more expensive.

If transmission charges reflect the full cost of delivering VRE output to load, and if VRE is located in distant or export constrained areas, then some of the distortion of paying the same price per MWh everywhere and paying for curtailed hours might be reduced. British Generation Transmission Use of System Charges attempt to do this by setting charges at the long-run marginal cost of accepting an extra MW at that node given the load that the generating technology places on the system (*i.e.*, whether it generates on baseload or not). The cost attribution is imperfect as the charges are only slowly adjusted to new patterns of investment and assume the lines can be instantly and incrementally expanded, but they do reduce excess rent from wind to some extent. If the charges for existing generation were kept as at present but all new connections were given long-term contracts reflecting the true cost the entrant places on the system (strictly, the hub or system average price less the spot scarcity value of the generation at that node, as forecast for the next 15 or so years) then locational signals would be improved and more of the excess rent removed.

The simplest way to remove much of the excess rent is to limit the period of support to full operating hours (MWh/MW) rather than calendar time, so that

resource rich areas will pay back the same undiscounted revenue as resource poor areas, although its discounted sum will be slightly higher (and the subsequent market revenue would also be higher). If the construction costs are similar in different locations then the support offered would be more closely matched to the cost, with lower excess rent. Locational grid charges will also have the desired effect rather than support amplifying revenue and possibly acting against these locational signals.

4.5. Duration of the contract and maximum covered output

The length of the contract affects its risk and hence finance cost. Most contracts are for between 12-20 years. However, in some cases the duration is not measured in years but instead by total full operating hours as a way of limiting excess rent as in The Netherlands and Spain in Table 5. In these cases, payment can continue until the elapse of a specified number of full operating hours as discussed in §6. This leads to the duration of the contract varying with the capacity factor. Thus 40,000 MWh/MW would be paid back in 20 years at 2,000 hrs/yr or 10 years at 4,000 hrs/yr. It has the merit of assuring the revenue to be repaid while incentivising the VRE to deliver the desired output and not giving excessive subsidies to VRE in resource rich areas.

Table 5

Number of years for which contracts are awarded

	AT	DE	IE	IT	NL	PL	SP	GB
PV	20	20	15	20	15*	15	12**	15
On-shore Wind	20	20	15	20	15*	15	12**	15

* Maximum subsidy amount per year defined in full load hours, PV 900-1, 190h/yr, wind equal to 50th percentile of site-specific production estimate.

** Maximum full load hours defined for PV: 2,300 h/yr, wind 3,500 h/yr over these 12 years.

Source: See Appendix 1.

If the contract duration is limited by a number of operating hours, this leads to a considerable reduction in risk level by resource quality. Regardless of resource, developers can take on comparable levels of debt (guided by annual output

variability) with tenors linked to the expected duration of the contract – longer for an installation with lower resource quality, shorter for higher resource quality. Revenues earned after the end of the contract can be paid to equity as the plant then becomes exposed to market risk (unless subsequently hedged), but at terms hard to estimate a decade earlier.

4.6. Payments in hours of negative prices

In order to avoid inefficient incentives, some contracts suspend payment to the generators at times of negative prices and the shorter the period before ending payment the stronger the signal. Table 6 shows the results for selected countries for which the data are available.

Table 6

Number of consecutive hours of negative prices after which support is suspended

	AT	DE	IE	IT	NE	PL	SP	GB
PV	6	4 (1 in 2027)*	-	6	1	6	-	1
On-shore Wind	6	4 (1 in 2027)*	-	6	1	6	-	1

* Number of hours will be reduced step-by-step to one in Germany until 2027.

Source: See Appendix 1.

Some countries like New Zealand also prohibit VRE from negative price bidding so VRE would not be dispatched in negative price hours. These rules aim to dissuade producers from producing electricity in hours in which the production would have to be curtailed and can encourage location in areas with adequate transmission capacity. Thus, it aims to establish efficient operational and investment incentives.

4.7. Payment if curtailed

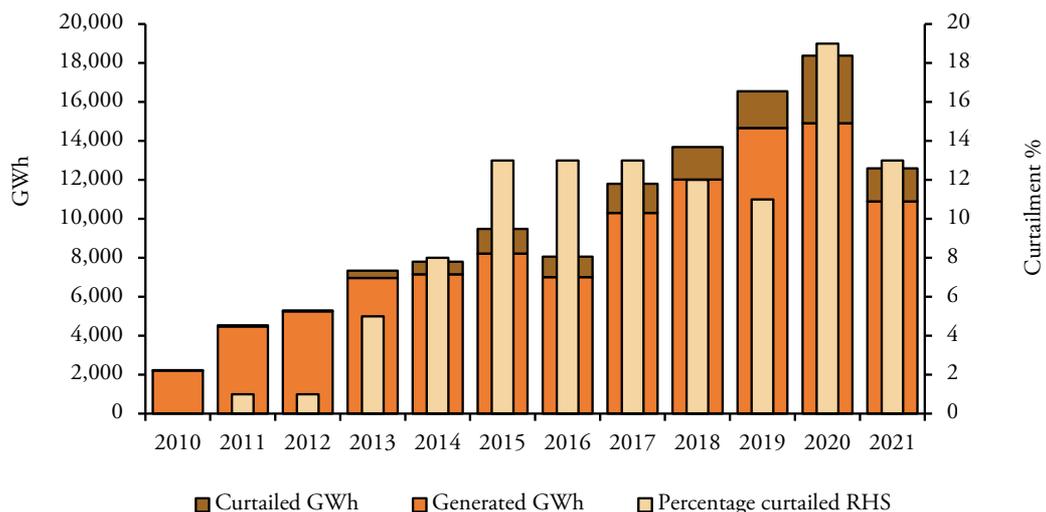
If payment is on metered output and the VRE is curtailed (typically because of transmission constraints), then it matters whether or not the VRE has firm access

rights, entitling it to compensation if curtailed, or non-firm access rights with no payment if not dispatched (as in the Australian National Electricity Market). In many countries (*e.g.* UK) generators holding premium or one-sided CfDs are allowed to bid negative prices to remain on the system, and to receive payments on their metered output. This can distort the choice of plant needed to balance the system as it may be cheaper to curtail a fossil generator with significant avoidable costs rather than a VRE with zero avoidable cost. With a two-sided CfD the compensation may be the original contract but on the offered, not dispatched, volume. This at least ensures an efficient choice in the balancing market. In Denmark the hybrid VRE CfD does not pay if market prices are negative (Schlecht *et al.*, 2023).

Curtailment will rapidly rise if the COP28 target of a trebling of renewable electricity by 2030 is as widely delivered as pledged. Marginal curtailment (that is, the loss of output of the last MW to enter) is 3+ times as high as average curtailment (Newbery, 2023) and is already a serious problem in export constrained areas like Scotland. Figure 1 shows both the amount and the percentage of output of

Figure 1

Evolution of on-shore wind curtailment in Scotland 2010-2021



Scottish on-shore wind farms from 2010-2021, reaching a high on 19% in 2020 (2021 was a lower wind year).

Paying for curtailed VRE removes the incentive to locate in areas with adequate export capacity. If the contract length is specified in terms of delivered MWh/MW then in effect curtailed VRE would only be compensated at the end of the contract, providing some incentive to locate more efficiently. Eirgrid (2022) has proposed that new VRE entering in constrained locations will have non-firm access rights (*i.e.*, if curtailed will not be paid) until the network is reinforced, or after five years, whichever is sooner. Alternatively, the transmission owner could signal where to locate by offering higher cost transmission charges in constrained areas (effectively reflecting the locational price difference between that node and the hub or country load average location).

5. PROPOSALS FOR IMPROVING CFDS⁶

Current CfD designs using metered output have, if the reference period is hourly, the problem of providing “produce and forget” incentives under which developers have no incentive to react to market prices. Therefore, an increasing number of commentators have argued against making the contract payment contingent on metered output (Barquín *et al.*, 2017; Huntingdon *et al.*, 2017, p. 479; Newbery, 2021; Schlecht *et al.*, 2023).

In order to do so, the CfD with FiT contract, as it is currently used in the UK, can be revised easily to avoid these problems by copying the format of conventional Contracts for Difference (CfDs) described above. The solution is to make the contract payable not on metered output, but on day-ahead forecast output of that technology at that location. The developer would designate a preferred forecasting agency to provide day-ahead hourly forecasts of the capacity factor θ_{rh} for its own technology (*e.g.*, by using power curves and wind forecasts) at its location r in hour h . The generator would secure a yardstick contract in the periodic renewable auction at the strike price s for capacity K . The proposed yardstick CfD (YCfD) would pay $(s - p_{rh})\theta_{rh}K$ when the spot price is p_{rh} (in hr h , location r).⁷

⁶ This is based on the empirical evidence and the more detailed analysis provided in Kröger and Newbery (2024, forthcoming).

⁷ In the absence of nodal pricing $p_{rh} = p_h$.

This yardstick contract would be specified for a fixed number of full operating hours, rather than fixed number of years, as described above. The combined result of these two changes would be a YcFD that would pay $(s - p_{rh})\theta_{rh}K$ when the spot price is p_{rh} (in hr h , location r) for the first N MWh/MW (*i.e.*, full output hours), where p_{rh} indicates that if at some date nodal pricing is introduced (discussed below) the contract would not need changing (Newbery, 2022).

Most variants differ in how the contract cover is defined – whether on forecast output, a reference set of comparable VRE in the same region, or from local wind speed or solar isolation converted into potential output using the VRE technology specification, but they all share the key characteristic of delinking actual marketed output from potential output. A further choice is whether curtailed output is paid or handled through a MWh/MW contract) and that is essentially an access decision – whether firm (and hence compensated) or non-firm and not compensated).

Another method of delinking output from contract support is the **Financial CfD** (Schlecht *et al.*, 2023) and the **Capability-based CfD** (Scott and Morawiecka, 2023). In case of the Financial CfD fixed payments are made for a certain period of time (provided the VRE is demonstrably producing), in an amount per MW set in an auction. In return the VRE would pay back the output of a reference plant at the market price, providing strong incentives to produce at the maximum possible rate. Presumably it would be possible to declare non-availability for maintenance, failure, or curtailment up to some number of hours per year. In the capability-based CfD the contracted production is that of a reference plant under the weather conditions of the location, rather than the actual production of the turbine.

6. TESTING DIFFERENT CONTRACT TYPES AGAINST MARKET DATA

The choice of how to design contracts for differences has important implications for the objectives outlined in Section 3. While some contract structures better incentivize the efficient location or technology choice, other contract structures

provide better production incentives. The choice of contract also determines how much risk to allocate to both consumers and producers of electricity.

6.1. Approaches for comparing CfD designs

It is not immediately obvious how to compare different contracts as they are intended to support VRE in as yet unknown future market conditions in different locations in different countries under future market designs. Clearly all the contract options must be tested against the same scenarios (of wholesale prices, VRE outputs, and other country-specific features such as network charges). Probably the most satisfactory method would be to take the last four years of market price data (as it includes periods of low and very high prices) and then simulate future possible price trajectories under a range of scenarios (of VRE expansion, fuel and carbon price forecasts, market design options). A good example of this approach is provided by FTI (2023) who simulated 2025-2040 GB market design options at a highly granular level (800 nodes). This was a major undertaking using Plexos software and well beyond our modest capabilities. Green and Vasilakos (2010) were able to test out the impact of a substantial expansion of wind on the GB wholesale electricity market by using supply function methods to simulate equilibrium prices for a modelled 2020 year using wind profiles for the years 1992-2005 (sufficient to cover a wide range of possible profiles). Mendes *et al.* (2023) show how the price modelling can be improved without recourse to the massive and expensive Plexos software.

6.2. Assumptions

Instead, this article adopts a relatively crude approach using actual wholesale price data for the four years 2019-2021 (which include a considerable range of price levels and VRE outputs). This is a limited test in that it does not simulate the impact of high future VRE penetration, network enhancements, and future possible fuel and carbon prices, but it can at least illustrate how well the contract options compare in near term possible market conditions.

To illustrate the effect that different contract types on revenue and risk, we analysed three exemplary on-shore wind energy installations in Spain, Germany, and

Great Britain. Their locations in Germany, Spain and Great Britain are shown in Figure 2. Each of the triangle-shaped locations is chosen to represent an “average” plant for each of the countries concerning their yearly production patterns, *i.e.*, it is neither a high nor a low-wind location. They are used for the Figure 3. For Germany two additional sites are chosen (rhombus-shaped icons) to test the efficacy of rent extraction for high and a low market value wind sites in Germany, used for Figure 4.

Figure 2

Maps (left Germany, middle Spain, right United Kingdom) showing plant used in the numerical illustration



The summary statistics for the average market price and its standard deviation in each year and country, wind revenue/MWh, and MWh/MW are given in Appendix tables 6 and 7. German and GB prices are similar from 2019-2021 but considerably lower than Spanish prices, but in 2022 they are higher and differ considerably across countries. Capacity factors are also very different (shown in Appendix table 7) reflecting the different wind conditions at the locations, and that contributes to the differences in figure 3.

More detailed information on the data and modelling can be found in Appendices 1 and 2. The contract structures considered in the analysis are:

- No CfD, full market exposure.
- Two-sided CfD with hourly reference period paid on metered output.
- One-sided sliding premium with hourly reference period paid on metered output.
- Two-sided CfD with monthly reference period paid on metered output.
- Yardstick CfD paid on yardstick or reference output.
- Financial CfD paying an auction-determined fee/MW in exchange for market revenue of a reference plant.

All analysed, symmetric contracts are designed as a “fair hedge”, *i.e.*, they pay each installation the mean revenue that they would have been paid when selling in the market over this period (thus the four-year averages are the same except for the one-sided sliding premium, SP). Thus, the most stable Financial CfD yields the same average revenue as selling at the market price for each installation, so comparing the two shows the effect of price volatility, while the cross-country comparisons show the combined effect of price and capacity factor differences.

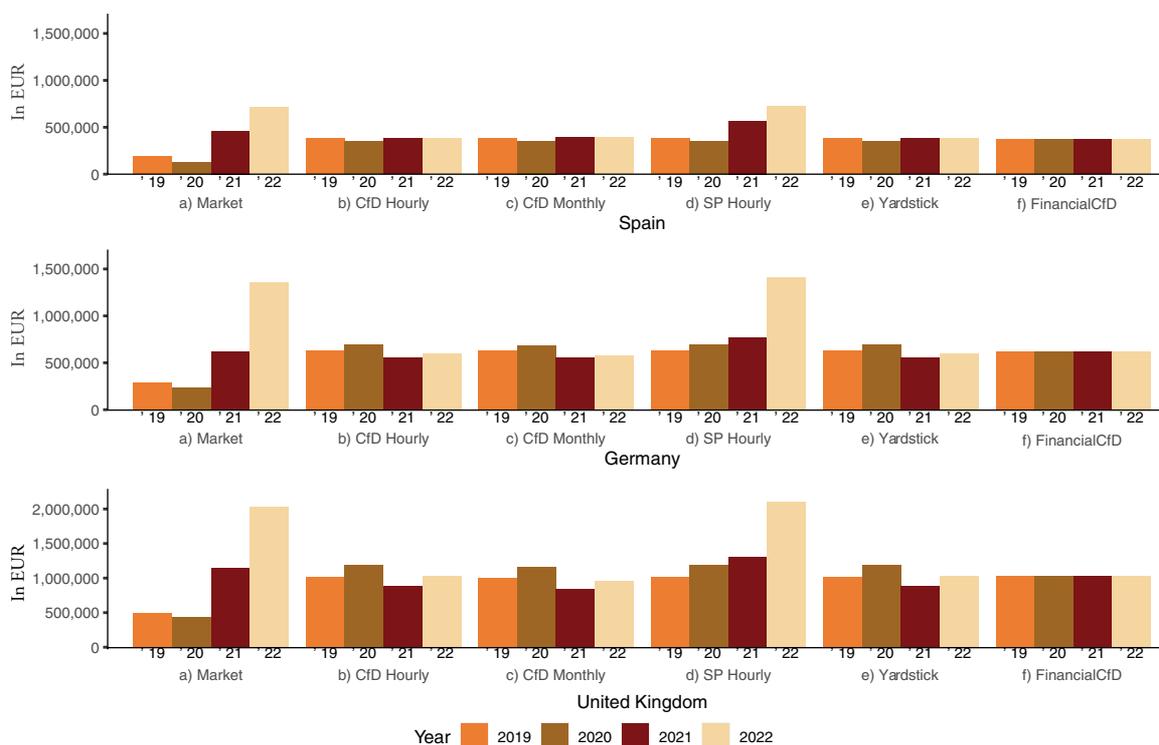
6.3. Results

Figure 3 shows the effect of contract types on the yearly revenue of the installations over the years. It is apparent that all two-sided contracts have the effect of stabilizing the revenues between high and low-price years. Meanwhile, the one-sided sliding premium provides a floor for minimal revenues in low-price years but allows generators larger profits in the high-price years. Finally, the Financial CfD lowers the variance even more by taking out the remaining variance that is caused by varying production quantities between the years due to varying wind speeds (assuming that the plant can match the reference plant). Thus, all two-sided CfD schemes lead to a stabilization of generators revenues and, passed on, also of consumers' electricity prices.

Figure 4 shows the Coefficient of Variation of generators' monthly revenues. It shows the stability of the revenues for the contract schemes and allows us to infer the shares of the variability that can be attributed to price and production

Figure 3

Revenue of the installations under different subsidy schemes



Source: Own calculations.

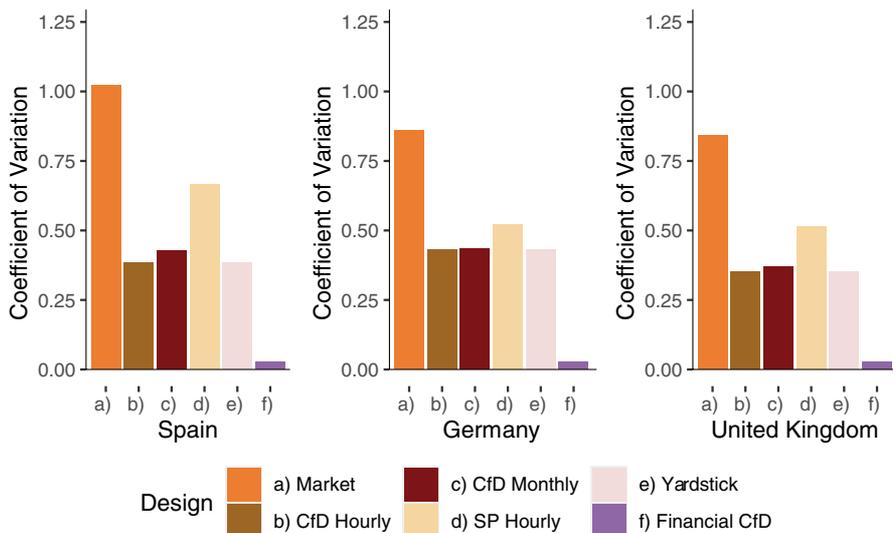
variability. All schemes reduce the variance of revenues as compared to selling the production on the market. As can be seen, the standard hourly CfD and Yardstick CfD have the same coefficient of variation as they eliminate the price risk but keep some remaining volume risk. In contrast, the monthly CfD maintains a small price risk that is caused by the deviations between the production profile of the installation and the average production profile of all installations. The higher “risk” in the sliding premium case is caused by the high revenues that can be earned in high price periods. The Financial CfD completely eliminates both price and volume risks.⁸

Figure 5 shows one of the investment incentives explained in the previous section. It shows the difference between the average prices captured by an installation at a

⁸ The remaining variation in the figure is caused by differing number of days between the months.

Figure 4

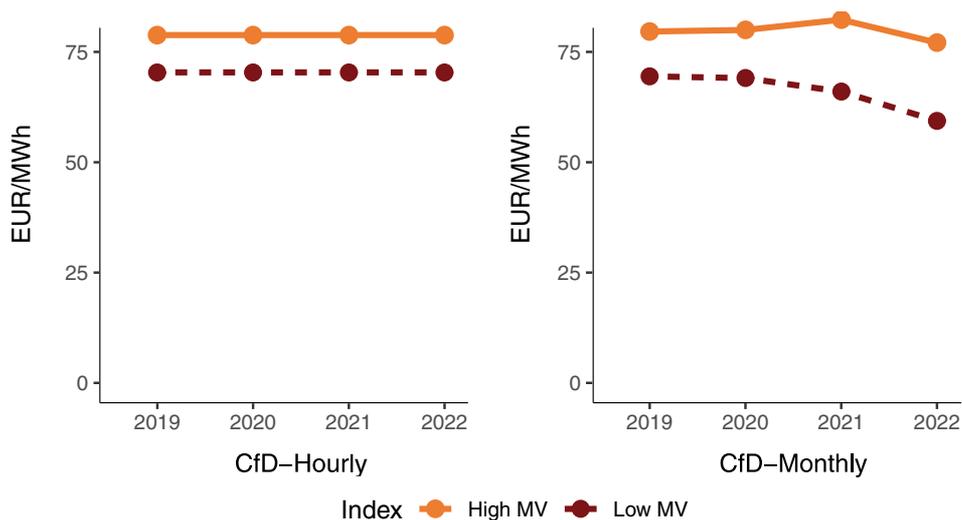
Coefficient of Variation of monthly revenues between different contract schemes



Source: Own calculations.

Figure 5

Revenue per MWh of German installations with high and low market value



Source: Own calculations.

high and a low wind location in Germany under an hourly and a monthly CfD scheme. It is apparent that under the monthly CfD scheme the installations can capture higher prices by producing when the overall production of renewable energy is low. Meanwhile, under the hourly CfD scheme both installations capture more similar prices. There is still a difference between the two since we designed the CfD price as a fair hedge for each installation, so that the high market value installation can already capture a slightly higher price per MWh.

7. CONCLUSIONS

The simulations for the monthly reference period show that each CfD design has its pros and cons, and that the choice of contract design requires careful consideration. With increasing price volatility during the energy crisis, the number of hours in which generators have incorrect incentives in the day-ahead markets increases. In 2019, none of the turbines considered failed to run the plant when spot market prices were positive. However, in 2022 this perverse response was observed for 20 percent of all hours for the German turbine of average production. For the Spanish turbine it was 4 percent, for the GB turbine 11 percent. Thus, additional rules are necessary to encourage production according to system needs in times of market turbulence.

This article has summarised the main types of current European contracts for Variable Renewable Electricity (VRE, wind and solar PV) to identify their shortcomings. In 2022, responding to these identified flaws, the European Commission required Member States to henceforward use two-sided Contracts-for-Difference (CfDs) to support VRE. We reviewed the design of such contracts in eight large European economies and tested their success in reducing risk using market price data and wind output for various locations in Germany, Spain, and Great Britain.

The design of VRE contracts should provide efficient operational incentives for producers to respond to day-ahead and balancing market price signals. They should minimise the cost to consumers while providing efficient investment incentives. Most importantly, the siting and technology choice of renewable energy investors should be guided towards system friendly investments, *i.e.*,

investments that minimise avoidable network congestion and minimise the need for fossil reserve power.

We find that there are examples that achieve some of these goals in one European country or the other, offering useful evidence that can be studied by their neighbours. This is even more the case when drawing on non-European evidence from Australia and the United States. In the numerical illustrations we show how different CfDs can reduce the revenue volatility of selected wind power projects in the three different countries. While one-sided CfD design provides a downside insurance for producers but allows them to make profits in prices of unexpectedly high prices at the expense of consumers, two-sided CfDs stabilize the revenue over time without that adverse impact. The remaining revenue variation is primarily caused by output risk which a Financial CfD largely eliminates. The choice of a longer period for calculating the reference price (monthly or daily rather than hourly) can provide some incentives for constructing renewable energy installations in areas that have a different production profile than the average turbine, but with some dispatch distortions.

Our review of contract designs show that the mandated two-sided CfDs usually pay on metered output, which distorts output decisions, but there are examples which attempt to mitigate this flaw. More recent proposals make payment contingent on reference power plants and, as with conventional financial CfDs for dispatchable plant, restore market price incentives for real-time dispatch. Most countries choose not to index the strike price, and this sits well with bond finance, which are mainly nominal, not real, financial instruments. Nominal contracts may have a higher initial strike price but by front-loading payments are likely preferable to investors, and their real cost declines with the expected continual fall in the real cost of VRE.

When it comes to minimising consumer cost and reducing excess VRE rent, contracts that support a given number of MWh/MW are preferable to those that apply for a fixed number of years. The German alternative of basing payment on resource quality has the effect of limiting rents and, depending on the strength of the adjustment, providing some incentives for investing in regions with lower full load hours – thereby spreading the installations more evenly across countries

and perhaps locating closer to load centres and away from export-constrained distant locations.

However, additional policies will be needed to solve the main and most important remaining problem: to properly guide location choices, where no EU country has yet adopted Locational Marginal Pricing (LMP) and few make network usage charges vary with location. Locational charging and access rights need to be designed in harmony to achieve good locational and operating decisions as network congestion becomes increasingly important. Given the high ratio of peak to average VRE output, curtailment is an inevitable consequence of high VRE penetration. More to the point, the curtailment caused by the last MW of installed VRE will typically be 3+ times average curtailment, amplifying the cost of locating behind network constraints.

The signal to avoid locating where there are high marginal curtailment factors can be provided most simply by constraining off VRE in reverse order of entry – last in, first off – and not paying when constrained (thus only offering non-firm connection agreements at export-constrained locations). A similar effect can be provided by a combination of LMP and priority access to Congestion Revenue Contracts (also called Financial Transmission Rights, FTRs). Alternatively, the network owner can offer long-term use-of-system contracts at prices that reflect the efficient value of power injected at that location (given its time profile of output). This would in effect be the average difference between the system average price (the hub price) and the locational scarcity price behind the constraint. If LMP is introduced, the network owner could then offer hedging FTRs to the hub.

Overall, the article shows that there are often several ways to achieve desirable VRE contracts. One approach could be to combine a Yardstick-CfD, which yields efficient operational outcomes, with additional rules to incentivize efficient investment location, carefully choosing the right combination of instruments discussed above.

There remain important questions for further research. First, the multitude of European contract design options offers an opportunity for empirical research

that tries to determine the effect of contract design on investment choices and market efficiency. Second, there is a need for further numerical simulations using longer time periods and increasing levels of VRE penetration. Thus, Green and Vasilakos (2012) simulated 12 years with high wind penetration allowing this to have an impact on hourly prices. Ideally the simulations would also model network constraints (Simshauser and Newbery, 2023) and export opportunities (Newbery, 2021). While the effects of “wrong” operational and investment incentives in a power system with moderate shares of renewable energy production might be modest, their importance will grow as VRE trebles over the next decade.

REFERENCES

ABRELL, J., RAUSCH, S. and STREITBERGER, C. (2019). The economics of renewable energy support. *Journal of Public Economics*, 176, pp. 94–117.

ANATOLITIS, V., AZANBAYEV, A. and FLECK, A.-K. (2022). How to design efficient renewable energy auctions? Empirical insights from Europe. *Energy Policy*, 166, 112982.

BARQUÍN, J., RODILLA, P., COSSENT, R. and BATLLE, C. (2017). Obtaining best value for money in res auctions: a capacity-based with an embedded menu of contracts approach. *Working Paper IIT-17-177A*. <https://repositorio.comillas.edu/jspui/handle/11531/23913>

CEER. (2015). *CEER Status Review on RES Support Schemes*, C14-SDE-44-03. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8b86f561-fa0b-0908-4a57-436bffceeb30>

CEER. (2018). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017*. Council of European Energy Regulators, C18-SD-63-03.

CEER. (2023). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021*. Council of European Energy Regulators, C22-RES-80-04. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6c2376e9-7072-a1c1-0b8e-7b7954e17264>

CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. (2013). *European Union Wind and Solar Electricity Policies: Overview and Considerations*, CRS 7-5700, R43176 at www.crs.gov

EIRGRID. (2022). *Firm Access Methodology: Proposal*, June, SEM22-068a at <https://www.semcommittee.com/22-068-firm-access-methodology-ireland-eirgrid-proposed-methodology>

FABRA, N. and FABRA, I. (2023). Market Power and Price Exposure: Learning from Changes in Renewable Energy Regulation. *American Economic Journal: Economic Policy*, 15(4), pp. 323-358. <https://doi.org/10.1257/pol.20210221>

FTI. (2023). *Assessment of locational wholesale electricity market design options in GB*, at <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-10/FINAL%20FTI%20Assessment%20of%20locational%20wholesale%20electricity%20market%20design%20options%20-%2027%20Oct%202023%205.pdf>

GREEN, R. and VASILAKOS, N. (2010). Market Behaviour with Large Amounts of Intermittent Generation. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3211–3220. doi:10.1016/j.enpol.2009.07.038.

HMG. (2022). *Review of Electricity Market Arrangements consultation* at <https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements>

HoC. (2013). *Energy Act 2013*, 2013.c.32, at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents/enacted/data.htm>HMG, 2022

HUNTINGTON, S., RODILLA, P., HERRERO, I. and BATLLE, C. (2017). Revisiting support policies for RES-E adulthood: Towards market compatible schemes. *Energy Policy*, 104, pp. 474-483. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.006>

KRÖGER, M., NEUHOFF, K. and RICHSTEIN, J. C. 2022, *Discriminatory Auction Design for Renewable Energy: The Economics of the German Reference Yield Model*, at https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4291671

KRÖGER, M. and NEWBERY, D. (2024). Designing efficient long-term renewable electricity contracts. *EPRG WP* (forthcoming).

MEEUS, J., DE VITS, S., S'HEEREN, N., DELARUE, E. and PROOST, S. (2021). Renewable electricity support in perfect markets: Economic incentives under diverse subsidy instruments. *Energy Economics*, 94, 105066, pp. 1-18, at <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105066>

MENDES, C., STAFFELL, I. and GREEN, R. (2023). Euromod: Modelling European Power Markets with Improved Price Granularity, at <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4523084>

NEUHOFF, K., *et al.* (2023). *Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a renewable energy pool*, at https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4391536

NEWBERY, D. (2021). National Energy and Climate Plans for the island of Ireland: wind curtailment, interconnectors and storage. *Energy Policy*, 158, 112513, pp. 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112513>

NEWBERY, D. (2022). *Response to Review of Electricity Market Arrangements*, at <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2022/10/Newbery-Response-to-REMA-.pdf>

NEWBERY, D. (2023). Designing efficient Renewable Electricity Support Schemes. *The Energy Journal*, Vol. 44(3), pp. 1-22. <https://doi.org/10.5547/01956574.44.3.dnew>

RAGWITZ, M. and STEINHILBER, S. (2014). Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources. *WIREs Energy Environ*, 3, pp. 213–229. <https://doi.org/10.1002/wene.85>

ROQUES, F. A., NEWBERY, D. M. and NUTTALL, W. J. (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach. *Energy Economics*, Vol 30(4), pp. 1831-1849. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.11.008>

ROQUES, F. A., NUTTALL, W. J., NEWBERY, D. M., DE NEUFVILLE, R. and CONNORS, S. (2006). Nuclear Power: a Hedge against Uncertain Gas and Carbon

Prices? *The Energy Journal*, 27(4), pp. 1-24. <http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2155>

SCHLECHT, I., HIRTH, L. and MAURER, C. (2023). *Financial Wind CfDs*, at <https://econpapers.repec.org/paper/zbwesp/267597.htm>

SCOTT, D. and MORAWIECKA, M. (2023). *The search for two-sided CfD design efficiency – a Shakespearean history*. <https://blueprint.raponline.org/deep-dive/cfd-part-ii/>

SIMSHAUSER, P. and NEWBERY, D. (2023). Non-Firm vs. Priority Access: on the Long Run Average and Marginal Cost of Renewables in Australia. <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/eprg-working-paper-2322/>

APPENDIX 1. LEGISLATION AND REPORTS CONSIDERED FOR TABLES 1-6

Country	Sources
Austria	Government of the Republic of Austria (2022): Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG).
Germany	Government of the Federal Republic of Germany (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023).
Ireland	Department of the Environment, Climate and Communications, Republic of Ireland (2023): Terms and Conditions for the Third Competition under the Renewable Electricity Support Scheme, from May 2023. URL: https://assets.gov.ie/266436/d5d22d6b-133c-40fa-b156-c444a5b7f0ea.pdf EirGrid Group (2023): RESS3, Provisional Results. URL: https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/RESS-3-Final-Auction-Results-%28R3FAR%29.pdf
Italy	Diallo, Alfa <i>et al.</i> (2021): Auctions for the support of renewable energy in Italy – Main results and lessons learnt. <i>AURES Case Study</i> . URL: http://aures2project.eu/2022/04/11/auctions-for-the-support-of-renewable-energy-in-italy/ Government of the Italian Republic (2019): Decreto 4 luglio 2019 - Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione. Bird & Bird (2019): Alert - FER1 Decree. Legal Report. URL: https://www.twobirds.com/-/media/pdfs/italy/alert-fer1-decree.pdf Dentons (2019): FER1 Decree 2019: Incentives Regime for Renewable Energy Plants. <i>Legal Report</i> . URL: https://www.dentons.com/en/insights/alerts/2019/july/23/-/media/4c107b0897884616b625c156ca5a33c0.ashx
Netherlands	Netherlands Enterprise Agency (2023): SDE ++ 2023 Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition. URL: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-09/BrochureSDE2023English.pdf
Poland	Del Rio, Pablo <i>et al.</i> (2019): Auctions for the support of renewable energy in Poland – Main results and lessons learnt. <i>AURES Case Study</i> . URL: http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/08/Polish-Auctions_final.pdf SKS Legal (2018): Polish Incentive Schemes for Renewable Energy Generation at https://skslegal.pl/en/polish-incentive-schemes-for-renewable-energy-generation/
Spain	Del Rio, Pablo, <i>et al.</i> (2021): Auctions for the support of renewable energy in Spain – Main results and lessons learnt. <i>AURES Case Study</i> . URL: http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/10/AURES_II_case_study_Spain.pdf Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Kingdom of Spain (2022): Resolución de 23 de noviembre de 2022. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Kingdom of Spain (2020): Orden TED/1161/2020.
United Kingdom	Department for Energy Security and Net Zero, United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland (2023): CfD Allocation Round 5: Standard Terms and Conditions. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6412f9b8e90e0776a0d957de/ar5-standard-terms-and-conditions.pdf Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022): Contracts for Difference evaluation phase 3 final report. URL: https://www.gov.uk/government/publications/evaluation-of-the-contracts-for-difference-scheme

APPENDIX 2. DATA SOURCES

The data used for the numerical illustration comes from three different sources. First, wind data was collected from the ERA-5 reanalysis data that is available from the Climate Data Store (<https://cds.climate.copernicus.eu/>). For each location used in the analysis we collect the wind speed at 100m. Second, the power curve of a reference turbine is collected from the data available as part of the Renewable Ninja package. Third, data on power prices and on-shore wind production is collected from the ENTSO-E Transparency platform for Spain and Germany. For the United Kingdom, the data on forecasted wind production is collected from the system operator National Grid is collected (<https://www.nationalgrideso.com/data-portal/day-ahead-wind-forecast>). The price data has been collected for a previous research project. Revenues from the United Kingdom are transferred into Euros with the average exchange rate in 2022 (1 GBP = 1.17 EUR).

Table 7

Summary statistics of electricity market variables

Country	Year	Total on-shore wind production (GWh/yr)	Mean Price	Standard Deviation	Mean Market Value (€/MWh)
			(€/MWh)	(€/MWh)	
Germany	2019	99,675	37.9	14.3	33.2
Germany	2020	102,957	30.4	16.8	24.6
Germany	2021	89,281	98.3	74.9	83.0
Germany	2022	100,871	237.5	141.0	172.8
Spain	2019	52,347	47.7	10.8	45.7
Spain	2020	53,141	34.0	11.4	32.4
Spain	2021	59,004	111.9	74.7	103.8
Spain	2022	58,818	167.5	69.4	160.5
GB	2019	42,048	49.0	15.3	47.3
GB	2020	53,762	39.7	21.5	37.2
GB	2021	46,575	131.8	103.9	124.6
GB	2022	52,369	231.1	122.8	196.3

Table 7 shows the summary statistics of the average on-shore wind production, the sum of total on-shore wind production, the average electricity price, the variance of the electricity price and the “market value” wind energy in each of the countries. We define the market value as the mean of the market prices weighted by the production of on-shore wind, while the mean price is the unweighted mean price. Table 8 shows the mean wind speed at 100 m, the variance of the wind speed at each location, and the sum of total wind production for each of the locations considered for the analysis.

Table 8

Summary statistics of production at the locations

Index	Mean: Wind speed (100m), in m/s	Standard Deviation: Hourly Wind Speed (100m), in m/s	Annual Full Load Hours (in MWh/MW)
Germany – High Market Value	4.09	2.50	1,141
Germany – Low Market Value	6.17	2.83	2,662
Germany – Average Production	5.83	2.74	2,378
Spain – Average Production	4.39	2.44	1,303
GB – Average Production	6.90	3.38	3,381

1. Model

The numerical illustration proceeds as follows. First, we correct the wind speeds. In order to do this, we calculate the wind speed at the hub height of the installed turbine as:

$$v_x = v_{100} * \left(\frac{x}{100} \right)^{0.25}$$

This is the formula used in the German reference yield model and allows us to scale the wind speeds at 100 m (v_{100}) to the speed at the height of the turbine at x m (v_x). In the case of the Enercon E-115 the hub height is 135 m. Second, we calculate the production at each location. To calculate the production at each hour we match the wind speed in each hour with the power curve of the Enercon

E-115 turbine, which has been one of the most commonly built turbines in Germany in recent years, in order to calculate the production of the project in this hour. Finally, we calculate the revenue under the different support schemes.

This simplified approach is based on a number of assumptions. First, we assume that at all locations the same turbine is built, *i.e.*, that there is no effect of technology-choice on the revenues of the projects. In reality, some support schemes such as the longer reference period would incentivize the building of different types of turbines. Second, we assume that the entire production is sold on the day ahead market and that there are no imbalances. In reality, wind on-shore producers might trade part of their production on the forward or intraday market as well. Third, in the UK case we assume, for the lack of better data, that the forecasted wind production equals the actual production on the following day. Fourth, the number of full load hours will be higher than those achieved in real life, since we abstract from curtailment as well as the unavailability due to maintenance.

Mecanismos de capacidad para la transición energética: retos y recomendaciones para el diseño de opciones de fiabilidad[♦]

Paolo Mastropietro^{}, Pablo Rodilla^{*}, Michel Rivier^{*} y Carlos Batlle^{**}*

Resumen

El debate político y normativo suscitado tras la crisis energética de 2022 y la necesidad de impulsar la tan necesaria transición energética han reafirmado los mecanismos de remuneración de la capacidad como complemento clave del diseño de los mercados eléctricos. Las opciones de fiabilidad son un producto que aborda los fallos del mercado que afectan a la suficiencia del suministro en el largo plazo, al tiempo que trata de minimizar las interferencias con los mecanismos de mercado de corto plazo (energía y reservas). Este artículo ofrece una evaluación exhaustiva y detallada de los elementos de diseño de las opciones de fiabilidad y avanza recomendaciones que pueden ser útiles para los reguladores que se planteen introducir este esquema en sus mercados eléctricos. El análisis se beneficia de las lecciones aprendidas en aquellos sectores energéticos en los que se han implantado opciones de fiabilidad (Colombia, Nueva Inglaterra, Irlanda, Italia y Bélgica). Esto permite reducir la distancia entre el debate teórico y la aplicación de estos mecanismos en el mundo real¹.

Palabras clave: transición energética, opciones de fiabilidad, mecanismos de remuneración de la capacidad.

[♦] La discusión desarrollada en este artículo se beneficia del trabajo de análisis regulatorio parcialmente apoyado por la financiación del programa RETOS COLABORACIÓN del Ministerio de Ciencia e Innovación y la Agencia Estatal de Investigación (Proyecto MODESC, con número de referencia RTC2019-007315-3) y del programa MISIONES del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación (subvención MIG-20201002). No obstante, las opiniones expresadas en este artículo son exclusivamente las de los autores y no reflejan necesariamente las de la entidad financiadora ni las de las instituciones en las que los autores desarrollan su actividad investigadora.

^{*} Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.

^{**} Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas; MIT Energy Initiative y Florence School of Regulation.

¹ Este artículo se basa y adapta los contenidos de Mastropietro *et al.* (2024).

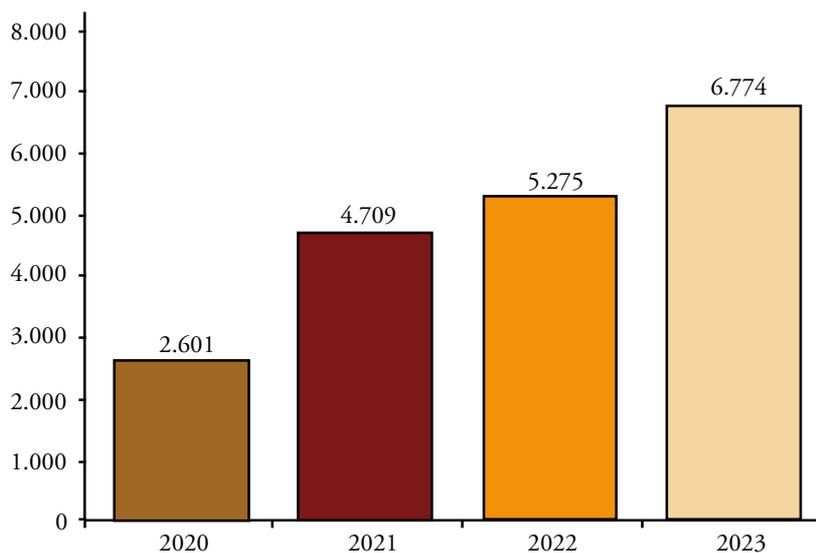
1. INTRODUCCIÓN

Los mecanismos de remuneración de la capacidad (*CRM*, por sus siglas en inglés) tienen por objeto mejorar la suficiencia del suministro en el largo plazo, una tarea cada vez más compleja a medida que los sistemas eléctricos se orientan hacia tecnologías con bajas emisiones de carbono. El objetivo clave es atraer los recursos necesarios para lograr una expansión adecuada del sistema eléctrico, complementando las señales económicas transmitidas por los mercados de corto plazo con ingresos más estables y predecibles (Keppler, 2017). Estas herramientas no han sido históricamente bien vistas por las instituciones europeas, por considerarlas como obstáculos para la integración del mercado y como herramientas que los Estados miembros podrían utilizar para perseguir la autarquía energética. También se ha acusado a los *CRM* de subvencionar innecesariamente la generación impulsada por combustibles fósiles (Komorowska *et al.*, 2023), cuya cuota de mercado se ve afectada por la rápida penetración de las renovables. En los últimos años, sin embargo, los *CRM* también han desempeñado un papel clave en el fomento de nuevos modelos de negocio, como la respuesta a la demanda o el almacenamiento (Fraunholz *et al.*, 2021),

Figura 1

Inversión para financiar *CRM* en la EU-27

(Millones de euros)



Fuente: ACER (2022a).

y están abiertos a la participación de las renovables (Kozlova *et al.*, 2023). En la última década, han sido introducidos gradualmente en la mayoría de los Estados miembros europeos y han registrado un crecimiento espectacular de su presupuesto², como se muestra en la [figura 1](#).

El papel de los mecanismos de capacidad se prevé que crezca durante la transición energética (BEIS, 2022). Los *CRM* también se han mencionado como parte de la solución a la crisis energética que sufre la Unión Europea desde 2022. Meeus *et al.* (2022) piden que estos mecanismos se incluyan en el modelo de referencia del mercado eléctrico europeo (en lugar de ser tratados como soluciones temporales para problemas de suficiencia específicos o aislados), como primer paso para armonizarlos a nivel regional.

Las opciones de fiabilidad (*RO*, por sus siglas en inglés) son uno de los productos que pueden negociarse en los mecanismos de capacidad. Constituyen una cobertura para la demanda con una opción de compra física que se activa en condiciones de escasez, reflejadas por precios de corto plazo anormalmente altos. Las *RO* presentan varias ventajas si se comparan con otros productos enfocados a adecuar la suficiencia del sistema en el largo plazo, especialmente en términos de baja interferencia con el mercado de la energía. Esto se debe a que su activación toma como referencia el precio resultante de mercados de corto plazo y a que dicha activación sólo se produce en circunstancias extremas.

Pototschnig *et al.* (2022) destacan cómo las *RO* son el producto de fiabilidad que mejor se adapta a los principios de la legislación europea relativa al Mercado Interior de la Energía y las proponen como posible referencia para los *CRM* en Europa. Esta opinión parece estar respaldada también por la experiencia europea reciente, con esquemas basados en *RO* que se han introducido en Irlanda (CE, 2017), Italia (CE, 2018) y Bélgica (CE, 2021). Fuera de Europa, las *RO* se diseñaron originalmente para el mercado eléctrico colombiano (CREG, 2006) y una variante de este producto se introdujo también en el mercado de capacidad

² Las opciones de fiabilidad proporcionan una cobertura financiera para el comprador y, por tanto, no se puede considerar que el presupuesto dedicado a su adquisición suponga una simple adición al coste del suministro eléctrico, ya que su introducción altera otros costes del suministro, especialmente los relacionados con la energía no servida.

del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra, en adelante ISO-NE (Potomac Economics, 2009).

La denominación *RO*, sin embargo, es una etiqueta que puede englobar una gran variedad de diseños diferentes y esconder una complejidad significativa. Las *RO* deben adaptarse tanto a las características de cada sistema eléctrico como a las motivaciones primarias (y secundarias) que subyacen a su introducción. El objetivo del artículo es ahondar en estos detalles, proporcionando una evaluación completa y actualizada de los elementos de diseño de las *RO*, identificando las alternativas para cada uno de ellos y extrayendo recomendaciones normativas que puedan contribuir a mejorar la eficiencia económica de los mecanismos de capacidad basados en *RO*. El análisis presentado en este artículo se basa en la aplicación real de las *RO*. Cada elemento de diseño se evalúa primero desde un punto de vista teórico, pero luego se estudian también los problemas reales y los debates con que se han encontrado los reguladores que han introducido *RO* en sus sectores eléctricos, para entender por qué los distintos sistemas han optado por diseños diferentes.

Algunas de las discusiones presentadas ya han sido analizadas en la literatura (por ejemplo, cómo definir el precio de ejercicio de las *RO*), si bien aquí se resumen y evalúan a través de la revisión de experiencias internacionales. Otros debates, como los detalles del régimen de penalizaciones, el tipo de cobertura para los consumidores o la posibilidad de obligaciones de seguimiento de carga, no se han abordado en la literatura académica y se analizan a fondo aquí, junto con sus implicaciones para la eficiencia del *CRM*.

El artículo se estructura como sigue. En la sección 2 se exponen los antecedentes de las *RO*, su función como producto de un *CRM* y no como un tipo de *CRM* en sí, y se resumen sus ventajas en comparación con otros productos. La sección 3 presenta el análisis detallado de todos los elementos de diseño de las *RO*, categorizando enfoques alternativos a partir de la teoría y las experiencias internacionales. La sección 4 formula recomendaciones normativas para mejorar el diseño de las *RO*, antes de presentar algunas observaciones finales en la sección 5.

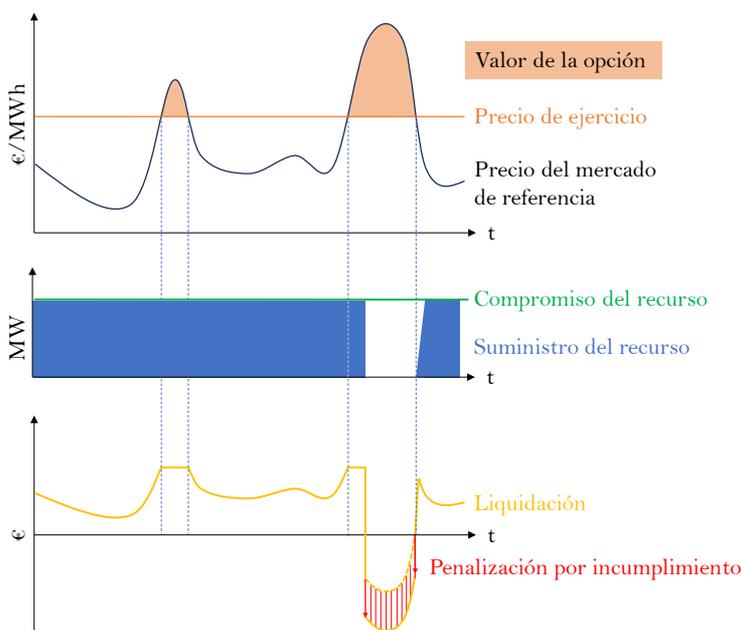
2. OPCIONES DE FIABILIDAD: UN PRODUCTO ROBUSTO PARA UN MECANISMO DE CAPACIDAD

Las *RO* son un tipo de producto de fiabilidad que puede negociarse en un mercado de capacidad. Fueron propuestas por primera vez por Vázquez *et al.* (2002), en el marco del proceso de reforma del mecanismo de pagos por capacidad implantado entonces en Colombia. Según el diseño original, el producto consiste en una opción de compra física, por la cual el vendedor se compromete a suministrar energía siempre que el precio en un mercado de referencia (por ejemplo, el mercado diario) supere un determinado precio de ejercicio (umbral que identifica las condiciones de escasez) y a devolver al comprador la diferencia entre el precio de mercado y el de ejercicio (liquidación financiera de la opción de compra). Si el vendedor no puede producir en condiciones de escasez y, por lo tanto, no tiene acceso al precio de mercado, tendrá que devolver esa diferencia de todos modos y también puede estar sujeto a una penalización explícita por incumplimiento

Figura 2

Ejemplo ilustrativo de la liquidación de una opción de fiabilidad

(Millones de euros)



Fuente: Elaboración propia.

(éste es el componente físico del producto; Batlle *et al.*, 2007). La **figura 2** ilustra la liquidación básica de una *RO*.

Abordar los fallos de mercado minimizando la interferencia en los mecanismos de mercado de corto plazo

Las *RO* son el producto comercializado en mecanismos de capacidad que minimiza la interferencia con los mercados de corto plazo, al tiempo que aborda los dos principales fallos de mercado que subyacen al problema de la seguridad del suministro (Rodilla y Batlle, 2012; Newbery, 2016):

- La falta de señales de precio en el mercado a corto plazo que reflejen la función de utilidad de la demanda durante condiciones de escasez³ y permitan a los agentes del mercado recuperar sus costes de inversión a través de picos de precios. Un *CRM* basado en *RO* puede incluir diferentes tipos de penalizaciones (véase la sección 3.2) que proporcionen la señal de precio que falta, para que los recursos comprometidos tengan un mayor incentivo para estar disponibles durante las condiciones de escasez. Al mismo tiempo, los recursos comprometidos pueden internalizar en su oferta estas penalizaciones junto con el coste de inversión que no esperan recuperar en el mercado de energía, resolviendo así el llamado problema del dinero faltante (*missing money problem*).
- La falta de un mercado líquido en el largo plazo en el que la demanda y la oferta puedan cubrir sus riesgos complementarios. La *RO* es un contrato a largo plazo que cubre a la demanda frente a subidas de precio inasumibles. Los recursos comprometidos renuncian a ingresar estos precios extraordinarios, a cambio de una prima estable que les ayuda a financiar su inversión a menor coste. Si el precio de ejercicio se define correctamente (de forma que refleje exclusivamente las situaciones en las que el sistema sufre una crisis de escasez, véase el apartado 3.4), este contrato a largo plazo sólo cubre una parte reducida de las futuras transacciones de energía, dejando espacio suficiente para que el mercado de corto plazo funcione eficientemente.

3 El límite de precio máximo aplicado en el mercado eléctrico europeo está muy alejado de los valores de pérdida de carga (*VOLL*, en sus siglas en inglés) calculados para los países europeos, que podrían alcanzar los 68 887 €/MWh en algunos Estados miembros (ACER, 2022a).

RO: un producto y no un tipo de CRM

La mayoría de las taxonomías de mecanismos de capacidad utilizadas hasta la fecha (por ejemplo, ACER, 2013) presentan las *RO* como un *CRM* en sí mismo. Sin embargo, hay que subrayar que las *RO* no son un mecanismo de capacidad, sino un producto de fiabilidad de entre los diversos que se pueden comerciar en un *CRM* (Batlle *et al.*, 2022a)⁴. Por ejemplo: i) las *RO* pueden adquirirse en una subasta centralizada o negociarse en un mercado descentralizado (Woodhouse, 2016) o ii) pueden cubrir la demanda de todo el sistema o solo de determinados grupos de consumidores. Estos ejemplos muestran que hay varias decisiones que un regulador debe tomar más allá de la elección de las *RO* como producto de fiabilidad para llegar al diseño final del *CRM*. Este artículo se centra en los elementos de diseño de las *RO*, y no analiza otros aspectos del diseño del *CRM*.

Interferencia con el mercado energético

Las *RO* presentan claras ventajas en comparación con otros productos de fiabilidad. La mayoría de estas ventajas derivan de la utilización del precio de mercado como indicador de las condiciones de escasez en el sistema, así como desencadenante de la activación del producto de fiabilidad. Esta característica permite minimizar la interferencia del mecanismo de capacidad con el mercado de energía, un elemento clave para todos los diseños de *CRM*. Si el precio de ejercicio de la opción es lo suficientemente alto (y está debidamente indexado), el mercado de energía se liquidará con normalidad en condiciones ordinarias y la activación del mecanismo de capacidad se limitará a las horas en las que el sistema esté realmente en condiciones críticas. Hay que señalar que el precio de ejercicio no actúa como precio tope en el mercado de energía, ya que hay recursos que no firman *RO*, o lo hacen sólo con parte de su capacidad, y que pueden seguir pujando por encima del precio de ejercicio.

⁴ Otros productos de fiabilidad comúnmente comercializados en los mercados de capacidad son, por ejemplo, unos contratos de capacidad que requieran a los recursos comprometidos la entrega de su suministro firme cuando el operador del sistema así lo solicite, en función de algún parámetro técnico del sistema. Estos contratos de capacidad no tienen un producto financiero asociado y comúnmente se basan en una remuneración fija y una penalización por incumplimiento.

Resiliencia al aumento de la elasticidad de la demanda

Además, el uso del precio de mercado como indicador de escasez también es resiliente al aumento previsto de la elasticidad de la demanda de electricidad. Cuando los consumidores del sistema responden elásticamente a los precios, la diferencia entre un periodo con energía no servida y un periodo con un precio muy elevado se difumina⁵. En este contexto, la suficiencia del sistema se mide mejor por la cantidad de energía suministrada por encima de un determinado umbral de precio y las *RO* son un producto de fiabilidad alineado con este principio de mercado.

Participación transfronteriza eficiente

Otra ventaja potencial de las *RO* es que pueden permitir una participación más eficiente de los recursos transfronterizos en los *CRM*. Esta cuestión es muy relevante para los mercados regionales de electricidad, como el europeo. Las *RO* se activan en función de los precios de mercado, que también determinan el flujo a través de las interconexiones entre sistemas eléctricos. Si se activan las condiciones de escasez en un sistema eléctrico con un mecanismo de *RO*, significa que el precio de mercado ha superado el umbral del precio de ejercicio, es decir, es más alto que en circunstancias normales. Esto debería impulsar las importaciones netas desde los sistemas vecinos. Los recursos transfronterizos que vendieron *RO* al primer sistema podrían entonces contribuir a su fiabilidad, cumpliendo su compromiso⁶. Esta propiedad no se da en los *CRM* cuyo producto de fiabilidad se activa en función de parámetros técnicos del sistema eléctrico (por ejemplo, la escasez de cierto producto de reserva), cuya correlación con los precios de mercado no siempre es directa. Estos *CRM* pueden requerir la contribución de los recursos transfronterizos en un momento en que

5 En realidad, en un mercado con una demanda de electricidad totalmente elástica, resultaría imposible definir la energía no servida o un evento de pérdida de carga, porque en teoría, a medida que el precio se incrementa, los consumidores renuncian a consumir (Brito-Pereira *et al.*, 2022).

6 La situación puede volverse más compleja en caso de condiciones de escasez regional que afecten a más de un sistema eléctrico. En este caso, incluso con un diseño de *RO*, puede ser necesario introducir algún tipo de nominación condicional que permita que la electricidad fluya en dirección al sistema eléctrico que pagó por ella a través de un *CRM*, como proponen Mastropietro *et al.* (2015).

los precios del mercado regional fuerzan un flujo a través de las interconexiones en dirección contraria.

3. ELEMENTOS DE DISEÑO DE LAS OPCIONES DE FIABILIDAD

A la hora de diseñar una *RO*, el regulador tiene que tomar algunas decisiones de diseño fundamentales. Las principales decisiones conciernen al mercado de referencia para la liquidación de la opción (es decir, qué precio activa el producto financiero), el régimen de penalizaciones para fomentar la disponibilidad real de los recursos comprometidos y la metodología para calcular y actualizar el precio de ejercicio (si el precio del gas en el mercado internacional sube, el precio que define el umbral de escasez debiera actualizarse). Estas decisiones dan lugar a una amplia variedad de diseños de *RO*, que pueden tener implicaciones muy diferentes para los recursos que ofrecen el servicio y la demanda cubierta por el *CRM*. En esta sección se analizan estos elementos. Como ya se ha mencionado, la evaluación no es sólo teórica, sino que se apoya en un examen en profundidad de las experiencias de los cinco sistemas eléctricos en los que se han introducido *RO* en algún momento: Colombia, ISO-NE, Irlanda, Italia y Bélgica.

Antes de presentar el análisis, es necesario hacer una aclaración terminológica. Los elementos que caracterizan la liquidación de una *RO* han recibido definiciones muy diferentes en los sistemas eléctricos en los que se han introducido y no existe una nomenclatura oficial o generalizada en la literatura académica. En este documento, utilizaremos los siguientes términos.

- Prima de la opción, la cantidad fija anual o mensual que se paga al recurso por prestar el servicio (es decir, por vender una *RO*); suele determinarse mediante un proceso competitivo.
- Liquidación de la opción, el valor intrínseco de la *RO*, esto es, lo que el recurso tiene que devolver a la contraparte del *RO*, la diferencia entre el precio de mercado de referencia y el precio de ejercicio de la opción. Esta liquidación también se ha denominado *difference payment* (Irlanda), *payback obligation* (Bélgica), *peak energy rents* (ISO-NE) o compensación variable (Italia). La liquidación de

la opción puede ser “cubierta”, cuando el recurso está produciendo y está vendiendo energía al precio de mercado, o “descubierta”, cuando el recurso tiene que devolver la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio aunque no esté recibiendo el precio de mercado.

- Penalización explícita, que puede incluirse en el diseño de la *RO* para reforzar la señal de la liquidación de la opción, y que aplica algún tipo de sanción en caso de que el recurso no esté entregando todo su compromiso cuando el precio de mercado de referencia supera el precio de ejercicio. En los mercados estadounidenses estas penalizaciones se denominan incentivos al cumplimiento (*performance incentives*).

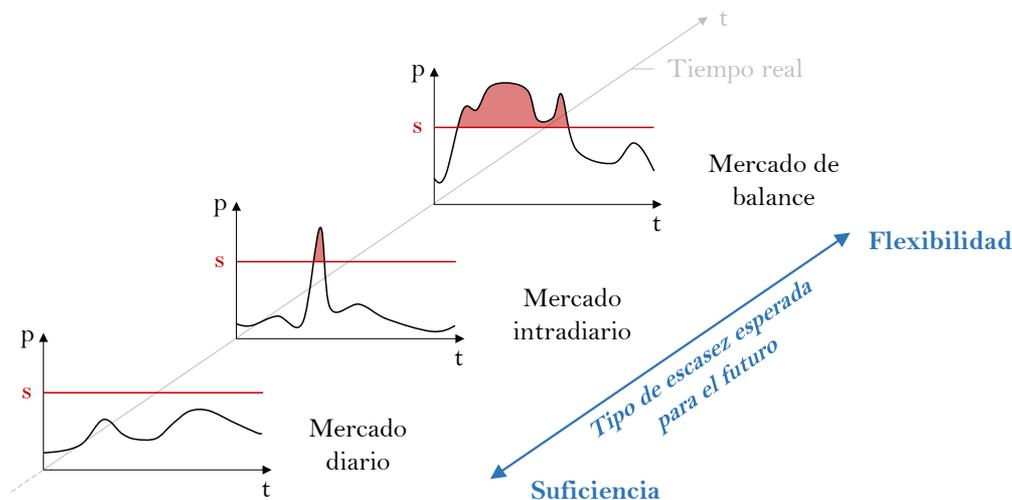
3.1. Mercado de referencia para la liquidación de la opción

Una *RO* se activa cuando el precio de mercado supera el precio de ejercicio de la opción de compra. Sin embargo, los sistemas eléctricos modernos se construyen sobre una secuencia de diferentes segmentos de mercado, que dan lugar a diferentes precios, que van desde el largo plazo hasta la operación en tiempo real (por ejemplo, mercado diario, intradiario, de reservas o desvíos o en tiempo real). El diseño de la *RO* debe especificar qué precios de estos segmentos de mercado se considerarán como referencia para la liquidación de la opción. En teoría, esta decisión depende principalmente del tipo de condiciones de escasez que se esperan en el sistema en el futuro, durante la operación del *CRM*, tal y como se representa en la [figura 3](#).

Desde la perspectiva del regulador, lo ideal sería que el mercado de referencia fuera el segmento de mercado que refleje de manera más eficiente estos eventos de escasez. Un sistema cuya criticidad esté relacionada con la falta de capacidad suficiente para cubrir los picos de demanda durante parte del año puede optar por el mercado diario, que, en ausencia de intervención, debiera reflejar de forma eficiente estos eventos de estrés. Este diseño se introdujo, por ejemplo, en Colombia, donde es abundante la flexibilidad (la capacidad de responder en el corto plazo a variaciones extremas e inesperadas de demanda), debido al gran componente hidroeléctrico del sistema. Otro sistema puede tener capacidad suficiente para cubrir los picos previsibles el día anterior, pero la mayor parte de

Figura 3

Potenciales mercados de referencia para las RO



Fuente: Elaboración propia.

esta capacidad puede ser incapaz de responder con la suficiente rapidez en caso de eventos inesperados. En estos casos, los problemas de falta de suministro se reflejan en los precios de los mercados de reservas o ajuste o el denominado mercado en tiempo real. Este diseño fue el elegido, por ejemplo, en el mercado de ISO-NE. Además, el regulador también puede decidir liquidar la RO en múltiples mercados de referencia, cubriendo así una variedad de condiciones de escasez diferentes. Según este planteamiento, aplicado en Irlanda e Italia, la RO vendida por cada recurso se liquida al precio del segmento de mercado en el que resultó casada la capacidad firme del recurso⁷.

Más allá del tipo de condiciones de escasez a las que se enfrenta el CRM, la decisión sobre el mercado de referencia puede verse influida por varios aspectos,

⁷ Por ejemplo, un recurso al que se le asigna un suministro firme igual a 80 MW firma un contrato de opción de fiabilidad por esta cantidad. En una hora determinada, este recurso casa 50 MW a 75 €/MWh en el mercado diario, y luego 30 MW en el mercado intradiario a 200 €/MWh. Si la opción de fiabilidad se basa en múltiples mercados de referencia y su precio de ejercicio es igual a 150 €/MWh, la opción se activaría sólo en el mercado intradiario y el recurso tendría que devolver $30 \text{ MW} \cdot (200 - 150 \text{ €/MWh}) = 1.500 \text{ €}$.

como la existencia de una liquidez de mercado suficiente en el mercado de referencia óptimo (el precio en ese mercado debe reflejar el estado real del sistema), y por intereses contrapuestos entre las distintas partes afectadas por el diseño de la *RO*. Este último aspecto queda muy bien ilustrado por la experiencia irlandesa, donde durante la larga fase de consultas que precedió la introducción del *CRM*, se evidenció un choque entre los intereses de los agentes del mercado y los del operador del sistema. Los agentes del mercado preferían el día anterior como mercado de referencia, ya que percibían que esta opción limitaría el riesgo al que estaban expuestos de que un evento de escasez de muy corto plazo les impidiera responder a tiempo y cumplir con sus compromisos. El operador del sistema prefería el mercado de balance, ya que consideraba que este diseño aumentaría la cantidad de capacidad flexible de la que puede disponer en situaciones de estrés. En medio de este enfrentamiento, las autoridades reguladoras decidieron finalmente introducir el llamado mercado de referencia dividido, es decir, múltiples mercados de referencia. Con este diseño, para los volúmenes vendidos en el mercado diario, la *RO* se liquida al precio del mercado diario; para los volúmenes vendidos en el mercado intradiario, la *RO* se liquida al precio del mercado intradiario; mientras que cualquier volumen restante de *RO* se liquida finalmente al precio del mercado de balance, que actúa como una especie de mercado de referencia de último recurso. Las autoridades reguladoras de la isla mencionaron dos razones principales para preferir este enfoque.

- Es difícil prever qué tipo de condiciones de escasez tendrá que afrontar el sistema en el futuro. La selección de un mercado de referencia dividido permite abarcar una amplia variedad de diferentes situaciones de estrés y es probable que redunde en una mayor fiabilidad del sistema.
- El mercado eléctrico irlandés necesita un mercado minorista competitivo. Se espera que los comercializadores participen más activamente que en el pasado en el mercado mayorista. Un mercado de referencia dividido proporciona una mejor cobertura financiera a los comercializadores, independientemente del segmento del mercado en el que se haya casado su demanda. Cualquier otro diseño afectaría negativamente al incentivo que tienen estos agentes para participar eficientemente en el mercado.

Algunos agentes señalaron que considerar múltiples mercados de referencia aumenta el riesgo para las instalaciones de generación inflexibles. Si estas unidades no son casadas en el mercado diario (por ejemplo, debido a una baja demanda) y se produce un evento de escasez en el horizonte intradiario, impulsando el precio en el mercado de balance por encima del precio de ejercicio, sus *RO* se liquidan al precio del mercado de balance, aunque estos recursos no estén percibiendo esos ingresos. Las autoridades reguladoras admitieron que este riesgo existe, pero que refleja la peor contribución a la seguridad del suministro que las centrales inflexibles pueden aportar al sistema irlandés en comparación con los recursos flexibles. Las centrales inflexibles deben internalizar este riesgo en sus ofertas para suministrar *RO*, lo que se traduce en mayores primas y en una menor probabilidad de ser casadas en el mercado de capacidad.

Italia, donde el debate sobre el diseño del *CRM* se inició mucho antes que en Irlanda, optó finalmente por un diseño muy similar, en el que los volúmenes de *RO* se liquidan al precio del segmento de mercado en el que han sido casados. En el caso italiano, sin embargo, el volumen de *RO* que no ha sido casado en ningún segmento de mercado se liquida a un precio administrativo⁸, sin que ningún segmento de mercado actúe como referencia de último recurso (Mastropietro *et al.*, 2018).

Bélgica, el último sistema eléctrico europeo en introducir *RO*, decidió que las *RO* se liquiden al precio del mercado diario. Se mencionaron varias razones para esta decisión.

- El problema de la seguridad de suministro en Bélgica se caracteriza por un desajuste del parque de generación, debido sobre todo a la prevista eliminación progresiva de las centrales nucleares. Por tanto, se espera que el precio del mercado diario refleje los eventos en los que el sistema esté bajo estrés.
- Dado que el problema de la seguridad del suministro está relacionado con la suficiencia, también los recursos de rampa lenta e inflexibles podrían contribuir a resolverlo. Un mercado de referencia diario reduce el riesgo para estas tecnologías y fomenta su participación en el *CRM*.

⁸ El valor administrativo se define siguiendo un complejo conjunto de reglas que tienen como objeto reflejar el nivel de escasez en el sistema.

- El sistema eléctrico belga se basa en un modelo de autodespacho y se utilizan mercados centralizados para liquidar los desvíos. Esto se traduce en una menor liquidez si se compara con otros mercados europeos. El mercado diario es el que muestra una mayor liquidez en comparación con otros segmentos, con un volumen negociado estimado en el 25-30 % de la demanda total (Elia, 2019a).

Cabe destacar que, a pesar de la baja liquidez, Bélgica cuenta con dos mercados diarios, ya que el sistema cuenta con dos diferentes operadores de mercado activos (bolsas de energía), EPEX y Nord Pool Spot. Por lo tanto, los agentes del mercado que deseen vender *RO* tienen que especificar, en la fase de calificación, en qué mercado diario suelen negociar su energía, y sus opciones se liquidarán al precio de mercado correspondiente.

3.2. Penalizaciones y mecanismos de salvaguarda para los vendedores de las *RO*

Las penalizaciones y los incentivos al desempeño son características esenciales del diseño de cualquier tipo de mecanismo de capacidad. El Paquete de Energía Limpia (CE, 2019) subrayó la importancia de estos elementos, imponiendo que cualquier mecanismo de capacidad deberá “aplicar sanciones adecuadas a los proveedores de capacidad que no estén disponibles en momentos de estrés del sistema”. Las sanciones deben constituir la señal económica necesaria para incentivar a los proveedores de capacidad a estar disponibles cuando el sistema los necesita. Aumentan el riesgo percibido por los agentes, pero éste puede limitarse mediante la aplicación de un techo de pérdidas (o *stop-loss mechanism*, en inglés).

Como se menciona en la sección 2, la propuesta original de diseño de las *RO* reforzaba la señal enviada por la liquidación de la opción con una penalización explícita por incumplimiento. Para el titular de una *RO* (la parte que vende la *RO*) que no puede cumplir todo su compromiso, la liquidación de la opción puede verse como una obligación de comprar en el mercado la capacidad que no es capaz de producir a través de sus activos. Sin embargo, esto puede no ser un incentivo suficiente para estar disponible en las condiciones de escasez en el

sistema. Si sólo se aplica la liquidación de la opción descubierta, el titular de la *RO* tiene el mismo incentivo económico para producir en condiciones de escasez que un agente que no haya suscrito una *RO*⁹. Esto sólo puede ser razonable si el precio de escasez es capaz de reflejar la función de utilidad real de la demanda. Si no es el caso (como en la mayoría de los mercados eléctricos con precios máximos fijados administrativamente), puede ser necesario reforzar la señal y transformar el contrato financiero en un contrato físico que mejore la fiabilidad del sistema.

Dicho esto, la mayoría de los sistemas de *RO* aplicados hasta la fecha no incluyen una penalización explícita en su diseño. En Colombia, esta falta de un esquema de penalización provocó un despacho ineficiente de los recursos hidroeléctricos durante la prolongada escasez de 2010, debido al fenómeno de El Niño (año seco). El comité de seguimiento del mercado colombiano (CSMEM, 2010) afirmó que las unidades hidroeléctricas preferían respetar sus contratos bilaterales en lugar de ahorrar agua en los embalses para poder cumplir sus *RO* en los meses siguientes y que este comportamiento se debía a la falta de una penalización explícita. Asimismo, el operador ISO-NE descubrió que la señal que enviaban sus *RO* no era lo suficientemente fuerte como para incentivar la disponibilidad de los recursos comprometidos. Por lo tanto, el regulador decidió reformar su mercado de capacidad y, bajo el paradigma llamado pago por prestación (*pay-for-performance*, en inglés), introdujo grandes sanciones explícitas por incumplimiento (Mastropietro *et al.*, 2017).

Irlanda siguió un enfoque sancionador innovador (I-SEM, 2015). En este sistema eléctrico, los reguladores decidieron no introducir una penalización explícita, sino vincular la liquidación de la opción descubierta a un precio administrativo de escasez (*ASP, Administrative Scarcity Pricing*, en inglés). Como se menciona en la subsección 3.1, el mercado de balance actúa como una especie de mercado de referencia de último recurso para los *RO* irlandeses y su precio se utiliza para liquidar cualquier parte de la capacidad comprometida que no se haya liquidado

⁹ Si el precio del mercado de referencia es 1.000 €/MWh y el precio de ejercicio de la opción es 300 €/MWh, el titular de *RO* ganaría 300 €/MWh si produce y perdería 700 €/MWh si no produce. Un agente que no firmara una opción de fiabilidad ganaría 1.000 €/MWh si produce y 0 (cero) si no produce. La diferencia entre producir y no producir es, en ambos casos, una pérdida neta de 1.000 €/MWh.

en ningún otro segmento del mercado. Cuando no se satisface la demanda de reservas, el precio en el mercado de balance se fija administrativamente mediante una curva definida por los reguladores. Esta curva alcanza casi los 3.000 €/MWh (el 25 % del valor de pérdida de carga o VOLL) cuando no hay reserva de capacidad y es probable que se produzca un racionamiento. Este valor máximo debería crecer en el futuro, alcanzando finalmente el VOLL completo. Italia sigue un planteamiento similar, pero sin un mecanismo propio de *ASP*, fijando administrativamente el precio para la liquidación de la opción descubierta en algunas condiciones específicas (como en caso de racionamiento de energía). Con este planteamiento, la señal económica sólo se envía a los titulares de *RO* y no afecta al funcionamiento de los recursos no implicados en el *CRM*.

Las *RO* belgas sí se basan en un esquema de penalización, pero su aplicación va más allá de las condiciones de escasez identificadas por el precio de ejercicio. Además de este último umbral, el regulador belga introdujo un punto de corte más bajo, el llamado precio de activación del control de disponibilidad (*AMT*, *Availability Monitoring Trigger*, en inglés)¹⁰. Cuando el precio del mercado de referencia (en este caso, el mercado diario) supera el precio *AMT*, se supervisa la disponibilidad del titular de la *RO*. También es posible realizar pruebas fuera de estos periodos de liquidación. Cualquier diferencia entre el compromiso de capacidad y la capacidad disponible durante la monitorización se sanciona mediante una penalización explícita que se calcula en función del valor anual del contrato (Elia, 2019b).

Mecanismos de limitación de pérdidas

Aunque las penalizaciones son un elemento esencial de los mecanismos de capacidad, puede resultar eficiente reducir en cierta medida el riesgo que los agentes del mercado perciben debido a su aplicación. La mayoría de los esquemas de *RO*, al igual que otros diseños de *CRM*, se basan en un mecanismo de limitación de pérdidas. Estas pérdidas económicas pueden deberse a i) la liquidación descubierta de la opción, es decir, una situación en la que el recurso no entrega su suministro firme, no recibe el precio de mercado de referencia, pero tiene que

¹⁰ En la fase de consulta, el valor del *AMT* en discusión era alrededor de un tercio del precio de ejercicio (Elia, 2019b).

devolver de todos modos la diferencia entre este precio y el precio de ejercicio; o ii) penalizaciones explícitas por incumplimiento.

Los mecanismos de limitación de pérdidas fijan un tope al importe acumulado de la pérdida económica durante un periodo determinado. Un enfoque común es tener dos topes, uno para el corto plazo (por ejemplo, la pérdida económica acumulada durante una semana o un mes no puede superar un determinado valor) y otro para todo el periodo de entrega, normalmente un año. En los sistemas de *RO* europeos, estos límites suelen expresarse como un porcentaje de la prima anual de la opción recibida por cada recurso. Por ejemplo, en Bélgica el límite anual es igual al 100 % de la prima de la opción (Elia, 2019b), por lo que los titulares de *RO* no pueden perder más de lo que ganaron por adelantado a través de la prima. En Irlanda, este valor se fijó en el 150 % de la prima de la opción (I-SEM, 2015). En ISO-NE (2018), al igual que en otros mercados de capacidad de Estados Unidos, el techo de pérdidas se fija en función del precio de salida de la subasta de capacidad, que suele calcularse como un porcentaje del coste del nuevo entrante (*CONE*, *Cost of New Entry*, en inglés).

3.3. Seguimiento de carga u obligaciones fijas

Tanto la liquidación de la opción como, en caso de cumplimiento parcial, la penalización explícita, pueden aplicarse en cada periodo de liquidación a todo el compromiso de capacidad, es decir, el volumen de *RO* que cada recurso ha vendido en el *CRM* y por el que se le remunera. Este enfoque constituye una obligación fija para el proveedor de capacidad. Sin embargo, el regulador puede decidir que el volumen que debe entregarse en cada periodo de liquidación debe ajustarse en función de las condiciones del sistema y ser inferior a la totalidad del compromiso de capacidad. La razón principal para introducir estas reglas es que las condiciones de escasez, identificadas a través del precio del mercado de referencia, pueden producirse en un momento en los que la carga es inferior a la demanda máxima para la que se dimensionó el *CRM*. Si, en esta situación, se exigiera a todos los titulares de *RO* que entregaran la totalidad de su compromiso de capacidad, algunos de ellos no podrían ser casados en el mercado y podrían verse penalizados de manera ineficiente.

Para evitar esta ineficiencia, el compromiso de capacidad puede escalarse a través de un factor específico. Este factor puede calcularse como la carga real (o, en determinados diseños, la demanda casada en el mercado de referencia) dividida por la demanda casada en la subasta del *CRM*.

El compromiso de capacidad también puede reducirse para tener en cuenta la presencia en el sistema de recursos que no vendieron opciones de fiabilidad, pero que pueden estar produciendo a bajo coste en un determinado periodo de liquidación. Por ejemplo, en Europa a las energías renovables intermitentes se les suelen asignar ratios de firmeza y suministros firmes bajos¹¹, pero pueden estar produciendo a plena capacidad durante un determinado evento de estrés. En las fórmulas de liquidación puede incluirse un elemento de sustracción para tener en cuenta este efecto.

Las *RO* colombianas, irlandesas e italianas aplican una obligación de seguimiento de carga. Los reguladores irlandeses justificaron esta decisión afirmando que, con una obligación fija, la liquidación de la opción puede crear una especie de “ganancias caídas del cielo” para la demanda¹², mientras que el objetivo del mecanismo es garantizar una cobertura adecuada frente a los precios altos (I-SEM, 2015). En Bélgica, la posibilidad de una obligación de seguimiento de carga se consideró en la fase de consulta, pero el diseño final introdujo finalmente una obligación fija, lo que refleja las preocupaciones de suficiencia que el *CRM* pretende abordar.

3.4. Precio de ejercicio e indexación

Otro elemento clave en el diseño de una opción de fiabilidad es la definición del precio de ejercicio para la liquidación de la opción (también conocido, en

11 Las ratios de firmeza (*de-rating factors*, en inglés, o también *capacity credits*, en Estados Unidos) se multiplican por la capacidad instalada de un recurso para calcular su suministro firme. Éste representa la cantidad de producto de fiabilidad que el recurso puede vender en el mercado de capacidad y se compromete a entregar durante las condiciones de escasez. Los factores de *de-rating* deben reflejar la contribución esperada del recurso a la fiabilidad del sistema. Las metodologías para el cálculo de las ratios de firmeza exceden el ámbito de este artículo. Véase Brito-Pereira *et al.* (2022) y ESIG (2023) para más detalles.

12 Cuando la carga es inferior a la demanda punta para la que se dimensionó el *CRM*, una obligación fija exigiría a los recursos comprometidos liquidar la opción por la totalidad de su compromiso de capacidad, proporcionando una cobertura financiera superior a la necesaria para cubrir la demanda real registrada en el sistema.

inglés, como *strike price*). Como ya se ha mencionado, este precio de ejercicio no es sólo un parámetro del contrato financiero, sino que se convierte en el umbral que permite identificar las condiciones de escasez, durante las cuales los recursos comprometidos tendrán que entregar su suministro firme. Puede considerarse como la frontera entre el funcionamiento normal del sistema a través del mercado de energía y un evento de escasez en el que debería activarse el mecanismo de capacidad.

Es importante recordar que el objetivo de un *CRM* es mejorar la fiabilidad del sistema, no la asequibilidad del suministro eléctrico como tal. Este último objetivo es de suma importancia en la descarbonización de los sectores eléctricos, especialmente en una situación como la vivida durante la crisis energética de 2022, pero debe perseguirse a través de mecanismos diferentes¹³. Una de las características más beneficiosas de las *RO* es su capacidad de minimizar la interferencia con el funcionamiento normal del mercado de energía. Las opciones sólo deberían activarse cuando la seguridad del suministro esté en riesgo, a través de un precio de mercado capaz de reflejar estos periodos críticos. Para que se cumplan estos principios, el precio de ejercicio debe fijarse lo suficientemente alto como para permitir un funcionamiento eficiente del mercado de energía. Además, debe estar sujeto a una fórmula de indexación que permita internalizar cualquier cambio relevante en los costes subyacentes.

Fijación del precio de ejercicio

El diseño original de las *RO* (Vázquez *et al.*, 2002) proponía fijar el precio de ejercicio por encima de los costes variables de la gran mayoría de los recursos del *mix* de generación (por ejemplo, un 25 % por encima del coste variable del recurso más caro que se espera que produzca durante el periodo de entrega). La mayoría de los mecanismos de capacidad basados en *RO* han seguido de un modo u otro esta sugerencia. Colombia definió originalmente el precio de ejercicio como el coste variable de la tecnología de generación menos eficiente, que funcionara con fuel. En ISO-NE, el precio de ejercicio se fijaba mediante una unidad sustitu-

13 Véase el debate en BEIS (2022), ACER (2022b) y las propuestas de Batlle *et al.* (2022b, c) para introducir opciones de asequibilidad (*affordability options*), es decir, opciones de compra específicas con una liquidación de largo plazo que proporcionarían una cobertura financiera a los consumidores.

tiva que funcionaba con fuel o gas, según cuál tuviera el coste más elevado. En Italia, el precio de ejercicio se fija antes de cada subasta como el coste variable de la tecnología con los costes de inversión más bajos del sistema, actualmente una turbina de gas. En Irlanda se aplicó el mismo planteamiento, pero con una característica innovadora. El precio de ejercicio se define como el coste variable de una central de baja eficiencia, que funcione con gas o fuelóleo, pero también tiene un valor mínimo, que refleja los costes de activación de una unidad de respuesta a la demanda de referencia. Con la adición de este mínimo se pretendía garantizar la neutralidad tecnológica del CRM y maximizar la contribución potencial de los recursos de demanda al mercado de capacidad.

El único sistema eléctrico que no se basa en los costes variables o de activación de una tecnología de referencia para calcular el precio de ejercicio de las RO es el belga. El debate sobre la definición del precio de ejercicio en este sistema se vio influido por la motivación que subyace a la introducción del CRM. Más allá de garantizar la seguridad del suministro eléctrico, las opciones de fiabilidad belgas tienen un objetivo secundario: evitar los denominados “beneficios extraordinarios” (*windfall profits*). Según Elia (2019a), estos beneficios surgen cuando las rentas inframarginales alcanzan niveles con los que no se contaba inicialmente al invertir en la capacidad. Sin embargo, las rentas inframarginales varían entre las distintas tecnologías. Por lo tanto, la primera discusión sobre este elemento de diseño fue si tener un precio de ejercicio único o un precio de ejercicio diferente para cada tecnología. Aunque esta posibilidad se evaluó en la literatura académica (Woodhouse, 2016), nunca se contempló para los CRM reales. El producto de fiabilidad negociado en el mercado de capacidad debe reflejar la contribución de los recursos a la seguridad del suministro y, por tanto, debe ser el mismo para todos los recursos. En el caso de las opciones de fiabilidad, esto significa que el precio de ejercicio debe ser único. Cualquier otro planteamiento supondría adquirir diferentes productos de diferentes recursos, con el problema de comparar estos productos, en el caso de que se adquieran en la misma subasta centralizada¹⁴.

14 Una posible solución podría consistir en internalizar el precio de ejercicio ofertado por cada recurso en el cálculo de las ratios de firmeza, reconociendo un menor suministro firme a los recursos que oferten un precio de ejercicio más elevado. Sin embargo, este enfoque nunca se ha utilizado en los CRM reales y podría hacer que el proceso de *de-rating* y la casación de la subasta fueran mucho más complejos.

El regulador belga era consciente de estos puntos críticos. También era consciente de que, si se fijaban precios de ejercicio diferentes, el precio máximo de la subasta también tendría que diferenciarse por tecnología. A la larga, este planteamiento llevaría a varias decisiones administrativas que conducirían *de facto* a un esquema de planificación y remuneración regulada, lo que obviamente no puede ser el objetivo de un *CRM* en un sector energético liberalizado. Por lo tanto, se decidió definir un precio de ejercicio único para todas las tecnologías. Sin embargo, durante la fase de consulta, se introdujo una excepción a esta norma, con el fin de permitir que los recursos de respuesta de demanda incluyan su propio precio de ejercicio como complemento de la oferta de precio-cantidad que presentan en la subasta de *RO* (el llamado precio de mercado declarado, o *DMP*, por sus siglas en inglés). Este precio de ejercicio debe reflejar sus costes de activación. Para el resto de las tecnologías, el precio de ejercicio no se fija sobre la base de una tecnología de referencia o una unidad sustitutiva, como en otros sistemas de *RO*, sino mediante un análisis econométrico de los precios del mercado diario registrados en el pasado. El objetivo es seleccionar un valor que garantice que un volumen significativo de capacidad ofertada en el mercado diario sea casado antes de alcanzar el precio de ejercicio. Como se analiza a continuación, este enfoque heterodoxo no fue resiliente frente a la crisis energética experimentada en Europa en 2022.

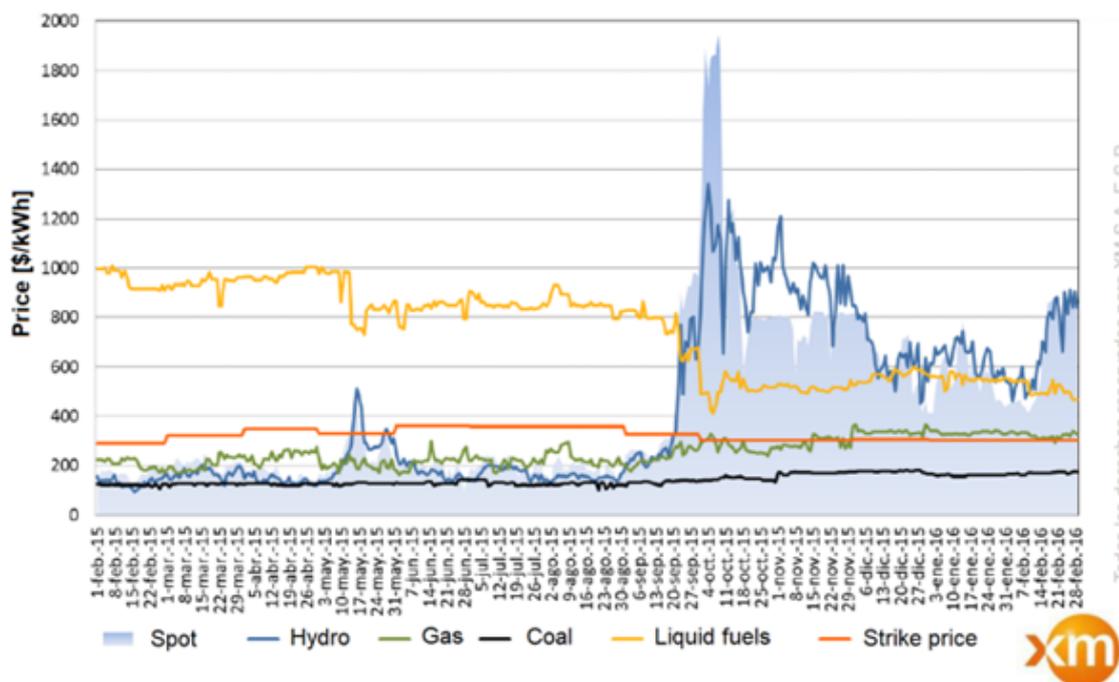
Indexación del precio de ejercicio

Para que las *RO* no interfieran en el mercado de energía en condiciones normales (cuando el sistema no está bajo estrés), el precio de ejercicio debe estar sujeto a una fórmula de indexación que permita reflejar los principales cambios en las variables utilizadas para fijar el precio de ejercicio en primer lugar. Dado que la mayoría de los precios de ejercicio de las *RO* hasta la fecha se han fijado teniendo en cuenta como tecnología de referencia una central térmica, el principal elemento de esta indexación lo representan sin duda los costes del combustible. Otro elemento de estas fórmulas en los mecanismos europeos es el coste de los derechos de emisión de carbono. El regulador también debe asegurarse de que las variables de la fórmula de indexación no puedan verse influidas por los titulares de las opciones, que de otro modo podrían intentar aumentar artificialmente el precio de ejercicio para que la opción no se active en el mercado.

La importancia de unas fórmulas de indexación precisas ha quedado demostrada por la evolución reciente de las experiencias internacionales. El precio de ejercicio de las RO colombianas se indexó al precio del *fuel oil n.º 6* en los mercados internacionales. El precio internacional de este combustible tuvo una fuerte tendencia decreciente después de 2012. Sin embargo, en el mercado colombiano no se registró la misma disminución en el precio de este combustible (y de otros combustibles fósiles para generación eléctrica). Por lo tanto, el precio de ejercicio bajó, pero los costos variables de las centrales térmicas no tuvieron la misma evolución y, en varios períodos, fueron muy superiores al precio de ejercicio. Cuando el sistema eléctrico colombiano sufrió el fenómeno de El Niño (año seco) en 2015/2016 y se activaron las opciones de fiabilidad, esta imprecisión en la fórmula de indexación hizo insostenibles los contratos de RO para algunos agentes del mercado. De

Figura 4

Evolución de precios y ofertas durante El Niño 2015-2016



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Fuente: Adaptación de un gráfico de XM.

hecho, varias centrales térmicas se enfrentaron a una pérdida económica neta para hacer frente a sus *RO*. En la [figura 4](#) puede observarse la evolución del precio spot (área azul claro), el precio de ejercicio (línea naranja, actualizada mensualmente) y las ofertas de las distintas tecnologías en el mercado de la energía durante el fenómeno de El Niño. Para evitar ineficiencias similares en el futuro, el regulador colombiano tuvo que reformar la metodología de cálculo del precio de ejercicio de la opción¹⁵.

La crisis energética de 2022 también ha puesto a prueba los mecanismos que incluyen *RO* en Europa. Las fórmulas de indexación de las *RO* irlandesas e italianas permitieron internalizar la escalada del precio del gas natural. Las *RO* de estos dos sistemas de energía rara vez se activaron, ya que el precio de ejercicio seguía el aumento de los costes subyacentes. Desde el punto de vista de la regulación, éste era el resultado correcto, ya que la Unión Europea estaba atravesando una crisis de asequibilidad, no de suficiencia. Sin embargo, hubo que introducir algunos ajustes en las fórmulas de indexación. Italia, por ejemplo, aumentó la frecuencia con la que se actualiza el componente relativo al coste del gas natural en el precio de ejercicio (ARERA, 2022).

La crisis energética de 2022 también puso en tela de juicio el mecanismo belga. La elección de fijar el precio de ejercicio basándose en los precios del mercado diario registrados en el pasado no es sostenible en un escenario de precios de la electricidad muy elevados durante un largo periodo de tiempo por razones coyunturales. El primer año de entrega del *CRM* belga es 2025. En este momento, la propuesta es dividir el precio de ejercicio calculado antes de la crisis para los primeros contratos de *RO* en dos componentes, uno fijo y otro variable. El componente variable se actualizaría *a posteriori*, en función del precio del mercado diario registrado en cada mes (Elia, 2022). Esto significa que el precio de ejercicio sólo se conocería varios días después de la operación del sector eléctrico, perdiendo su papel original de indicador de estrés del sistema en el tiempo real.

15 El mecanismo se basa ahora en dos precios de ejercicio diferentes. El primero es el original, indexado al *fuel oil n. 6*. El segundo se calcula como un percentil de los costes variables de los recursos que firmaron una *RO*. El primero se aplica a las *RO* firmadas antes de 2019. El segundo, normalmente superior al primero, se aplica a los nuevos contratos de *RO* (CREG, 2016).

3.5. Cobertura financiera para los consumidores

Las *RO* proporcionan una cobertura financiera contra precios de la electricidad muy elevados (asociados a condiciones de escasez). Sin embargo, esta cobertura financiera no siempre es directa. Los titulares de las opciones de fiabilidad deben devolver la diferencia entre el precio de mercado de referencia y el precio de ejercicio a través de la liquidación de la opción. La liquidación de la opción puede transferirse a los consumidores (cobertura directa), para que éstos cubran finalmente su demanda al precio de ejercicio de la *RO*. Sin embargo, los ingresos de la liquidación de la opción también pueden ser utilizados por el operador del sistema, que normalmente representa la demanda de todo el sistema en el *CRM*, para reducir los costes netos del mecanismo (cobertura indirecta). En este caso, el dinero recaudado a través de la liquidación de la opción y, si se aplican, de las penalizaciones explícitas, se resta del coste global de las primas de la opción pagadas a los titulares de *RO*, y esto permite reducir los cargos del *CRM*.

Ambos enfoques pueden encontrarse en experiencias internacionales. En ISO-NE, Italia y Bélgica, la cobertura financiera de las *RO* es indirecta y la liquidación de la opción se utiliza para reducir los cargos del *CRM*. En Colombia e Irlanda, la cobertura es directa y la liquidación de la opción se utiliza para reducir el precio pagado por los consumidores en el mercado de energía. En Irlanda, este enfoque dio lugar a otro debate sobre la necesidad de evitar el riesgo de un “agujero en la cobertura” (I-SEM, 2016). Este último puede definirse como una situación en la que los *difference payments* de los titulares de *RO* (la terminología irlandesa para la liquidación de las opciones) no son suficientes para proporcionar una cobertura a toda la demanda en un determinado intervalo de liquidación. Esto puede ocurrir, entre otras situaciones, debido a grandes cuotas de generación de renovables intermitentes en periodos de escasez. A estos recursos se les asignan ratios de firmeza bajos, por lo que sólo devolverían un pequeño *difference payment* en comparación con sus ingresos de mercado. Un agujero en la cobertura podría producirse también por el mecanismo de limitación de pérdidas, que puede reducir la liquidación no cubierta (subsección 3.2) cuando las penalizaciones acumuladas aplicadas a un determinado agente de mercado alcanzan un umbral predefinido. Los reguladores irlandeses decidieron que los *difference payments* de los titulares de *RO* deben complementarse, en caso necesario, para garantizar una

cobertura total de toda la demanda bajo el umbral del *CRM*. Este flujo de caja complementario se cubrirá mediante un elemento aditivo en los cargos del *CRM*, socializándose así entre los consumidores.

3.6. Interacción con los contratos a largo plazo

Las *RO* son un contrato a largo plazo. Pueden firmarse varios años antes del periodo de entrega y su duración puede oscilar entre uno y más de diez años (para los nuevos recursos). Por lo tanto, las opciones de fiabilidad pueden interactuar con otros contratos a largo plazo que sus titulares puedan firmar para el mismo periodo de entrega. Por ejemplo, un titular de una opción de fiabilidad puede firmar un contrato de energía a largo plazo (por ejemplo, un contrato por diferencia bidireccional a un precio contractual determinado) basado en el mismo mercado de referencia de la opción de fiabilidad (por ejemplo, el mercado diario). Siempre que el precio del mercado de referencia supere el precio de ejercicio de la *RO*, este agente deberá devolver la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio al operador del *CRM* y la diferencia entre el precio de mercado y el precio del contrato a la contraparte del contrato a largo plazo. El agente no puede ser la contraparte natural de ambos contratos, ya que recibe la remuneración del mercado una sola vez. Esto aumenta significativamente el riesgo asociado.

La interacción potencial entre las opciones de fiabilidad y los contratos a largo plazo siempre ha sido un elemento controvertido en la fase de diseño de los mecanismos de capacidad basados en *RO*. Los agentes del mercado suelen pedir normas que eximan a los titulares de la liquidación de la opción en caso de que su remuneración en el mercado de referencia esté limitada por un contrato a largo plazo. Sin embargo, la mayoría de los mecanismos de *RO* hasta la fecha no han aplicado este tipo de exenciones. Según el regulador belga, la firma de contratos de largo plazo forma parte de la estrategia de cobertura de riesgos de cada agente del mercado y pueden seguir estrategias muy diferentes. Por lo tanto, no es posible ni deseable internalizar los contratos a largo plazo en la liquidación de las opciones de fiabilidad. Los reguladores irlandeses reconocieron el riesgo al que puede enfrentarse un agente que firme a la vez una opción de fiabilidad y un contrato a largo plazo, pero sugirieron que los agentes del mercado resolvieran este problema ofreciendo a los consumidores contratos que se liquiden sólo hasta

el precio de ejercicio de la opción de fiabilidad, ya que, a partir de ese precio, los consumidores estarían cubiertos por la opción de fiabilidad. Hay que subrayar que este diseño sería posible gracias a la cobertura financiera directa que las *RO* irlandesas ofrecen a los consumidores (subsección 3.5).

En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que la mayoría de los contratos de *RO* se firman varios años antes del periodo de entrega. La liquidez de los mercados de electricidad a largo plazo disminuye bruscamente más allá del horizonte temporal de dos o tres años. Por lo tanto, los agentes deberían poder reorientar su estrategia de contratación (o rediseñar sus contratos), teniendo en cuenta las opciones de fiabilidad que han firmado, antes del periodo de entrega.

4. RECOMENDACIONES REGULATORIAS

Basándose en el análisis exhaustivo de los elementos de diseño de las *RO* presentado en la sección 3, en esta sección se extraen algunas recomendaciones regulatorias. Para algunos elementos de diseño, no es posible definir un diseño óptimo, ya que debe perseguirse un equilibrio entre diferentes objetivos. Para otras características, tanto la teoría regulatoria como las experiencias internacionales muestran más claramente el beneficio de una determinada opción.

La selección del mercado de referencia es una decisión clave que el regulador tiene que tomar cuando introduce *RO*. No es posible definir un diseño óptimo, ya que en la selección pueden intervenir diversos objetivos regulatorios. A continuación, se enumeran estos objetivos contrapuestos junto con el diseño de la *RO* que puede favorecer su consecución.

- Maximizar la cobertura financiera de los consumidores en condiciones de escasez. La selección de un único mercado de referencia puede proporcionar una cobertura más completa frente a precios elevados a aquellos consumidores que puedan adquirir la mayor parte de su demanda en el mercado de referencia.
- Minimizar el riesgo percibido por los agentes del mercado. Los agentes del mercado pueden tener diferentes características que influyan en el riesgo percibido. Los recursos inflexibles pueden verse favorecidos por un único mercado de refe-

rencia alejado de la operación en el tiempo real, como el del día anterior. Los recursos flexibles pueden verse favorecidos por la selección de múltiples mercados de referencia (si el mercado del día anterior señala condiciones de escasez y no han sido casados, tienen tiempo para reaccionar en subastas posteriores y cumplir su compromiso). Todos los recursos percibirían un menor riesgo con obligaciones de seguimiento de carga.

- Minimizar la alteración del equilibrio entre los distintos segmentos del mercado. La selección de un único mercado de referencia tiende a concentrar la liquidez del mercado mayorista en ese segmento específico del mercado. Un diseño basado en múltiples mercados de referencia puede permitir a las contrapartes de las *RO* seguir su estrategia habitual de puja, sin alterar el equilibrio entre los segmentos del mercado.
- Proporcionar cobertura frente a eventos de escasez cuya naturaleza podría ser incierta. Las *RO* basadas en un único mercado de referencia protegen el sistema frente al tipo de condiciones de escasez que revela ese segmento de mercado (por ejemplo, problemas de suficiencia para el mercado diario). Cuando la incertidumbre sobre el tipo de condiciones de escasez que se esperan en el futuro es grande, un diseño basado en múltiples mercados de referencia puede proporcionar una mejor cobertura.

En cuanto a las penalizaciones por incumplimiento, hay dos enfoques que pueden aplicarse de manera eficiente: i) una penalización explícita “ortodoxa” y ii) el refuerzo de la penalización “implícita”, representada por la liquidación de la opción descubierta, a través de un precio de escasez administrativo. Este último puede ser complejo de diseñar, ya que el regulador debe definir en qué segmento del mercado se aplica (preferiblemente, en el propio mercado de referencia) y si esta señal debe transferirse a otros segmentos del mercado y cómo. Una vez aplicado, el *ASP* tiene la ventaja de enviar la señal de que el sistema está bajo estrés a todos los recursos del sistema, no sólo a los titulares de *RO*¹⁶. Además, si se define una curva de precios administrativos, la penalización no será fija, sino que

¹⁶ Esto sólo es cierto si los agentes del mercado pueden tener acceso al precio administrativo de escasez. Por ejemplo, si el *ASP* sólo se aplica al precio de liquidación de los desvíos, puede ser demasiado arriesgado para los agentes del mercado intentar tener acceso a esa remuneración.

crecerá a medida que la condición de escasez se agrave (aunque podría obtenerse el mismo efecto mediante una penalización explícita con una tasa de penalización variable). Las penalizaciones explícitas ortodoxas tienen la ventaja de estar incluidas en el contrato de *RO*. Por lo tanto, no están sujetas a cambios posteriores en el diseño del mercado. Las penalizaciones explícitas también están más alineadas con los principios subyacentes de las opciones de fiabilidad. De hecho, pueden aplicarse basándose únicamente en los precios del mercado, sin recurrir a los parámetros técnicos (menos interpretables por parte de los agentes del mercado), que suelen utilizarse para activar las *ASP*. En ambos casos, la tasa de penalización o el precio de escasez administrativo deben reflejar el daño económico que el incumplimiento del titular de la *RO* está causando al sistema. El parámetro que mejor refleja este daño es sin duda el VOLL¹⁷.

Los mecanismos de limitación de pérdidas pueden ser muy relevantes para reducir el riesgo percibido por los agentes del mercado, especialmente si se introducen penalizaciones significativas. Sin embargo, no existe ninguna justificación teórica para establecer un límite a la pérdida económica que puede sufrir el titular de una *RO* igual a la prima total de la opción. Este planteamiento podría incentivar comportamientos oportunistas. Una alternativa más eficiente es definir el límite de pérdidas en función del CONE utilizado para definir el límite de precios en la subasta de *RO*. Este parámetro puede cambiar de una subasta a otra, pero no es muy volátil y garantiza que los recursos que firmaron opciones de fiabilidad en diferentes subastas se enfrenten a condiciones similares. El mecanismo de limitación de pérdidas también debe incluir algunas normas que incentiven a los recursos que hayan alcanzado el límite a seguir suministrando su oferta firme.

En cuanto al precio de ejercicio, hay que señalar que el valor de las opciones de fiabilidad se ve afectado por el precio de ejercicio. Cuanto mayor sea el precio de ejercicio, menor será el valor de la *RO* para los consumidores y menor la prima que los recursos necesitan para venderla. La primera recomendación, por tanto, es fijar un precio de ejercicio único para todos los recursos y tecnologías que participen en el *CRM*. Esto es especialmente relevante para mecanismos en los que

17 Esta recomendación se basa en la presunción de que se calcula un VOLL que refleja el valor real que los consumidores inelásticos del sistema eléctrico asignan al suministro eléctrico. Idealmente, el VOLL no debería calcularse como un valor único, sino como una función de la pérdida de carga (Gorman, 2022).

la adquisición de las *RO* se produce de forma centralizada. Múltiples precios de ejercicio implican múltiples productos de fiabilidad, que no podrían ni deberían adquirirse en la misma subasta como productos equivalentes.

Las experiencias internacionales han demostrado que el mejor enfoque para definir el precio de ejercicio es utilizar una unidad de referencia con costes variables elevados. La unidad de referencia debe definirse antes de cada subasta y no debe modificarse para los contratos firmados en esa licitación. De hecho, el precio de ejercicio tiene un impacto significativo en la oferta que los agentes del mercado presentan en la subasta y deberían ser capaces de prever su evolución en el tiempo. Además, la fórmula de indexación debe conocerse de antemano y abarcar todas las partidas que pueden afectar a los costes variables de la unidad de referencia. Los índices utilizados en la fórmula de indexación deben ser capaces de reflejar los cambios que se estén realmente registrando en el sector eléctrico (por ejemplo, evitando precios internacionales que puedan no estar totalmente correlacionados con los precios nacionales). La frecuencia de las actualizaciones debe ser lo suficientemente alta como para reflejar cualquier cambio relevante en los costes. La definición del precio de ejercicio y la fórmula de indexación deben permitir a los titulares de las *RO* conocer el precio de ejercicio con suficiente antelación con respecto a la operación del mercado de referencia, para que puedan estimar cuándo podría activarse la opción de fiabilidad y requerirse su suministro firme.

Normalmente, se han utilizado centrales térmicas de baja eficiencia como unidades sustitutivas para calcular el precio de ejercicio de los *RO*. Según algunos reguladores, este enfoque puede desincentivar la participación de los recursos de respuesta de la demanda, que pueden tener costes de activación superiores al precio de ejercicio. Por esta razón, algunos reguladores, como en Irlanda, introdujeron un precio mínimo en el cálculo del precio de ejercicio, que refleja el coste de activación representativo de un recurso de respuesta de demanda. Sin embargo, estos recursos pueden tener una gama muy amplia de costes de activación. La selección del coste de activación representativo, por lo tanto, debe perseguir un equilibrio entre dos objetivos no alineados, es decir, i) la eliminación de las barreras a la participación de los recursos de demanda en el *CRM* y ii) la fijación de un precio de ejercicio que proporcione una cobertura financiera suficiente a los consumidores. Esta tarea puede complicarse aún más por la falta de datos

y estimaciones fiables sobre los costes de activación de los recursos de respuesta de demanda en el sector eléctrico. Por último, puede resultar difícil definir una fórmula de indexación para los costes de activación de la respuesta de demanda. Todas estas complejidades sugieren que la selección de recursos de respuesta de demanda como unidades de referencia para el cálculo del precio de ejercicio es una decisión que debe tomarse con cautela, sujeta a una evaluación exhaustiva de beneficios y riesgos.

Los enfoques alternativos para la definición del precio de ejercicio que no se basan en una unidad de referencia, como el precio de ejercicio de la *RO* belga basado en los precios históricos del mercado diario, revelaron importantes ineficiencias en periodos en los que se registran cambios significativos en la dinámica de los precios, como durante la crisis energética de 2022.

En cuanto a la cobertura financiera para los consumidores, se han presentado dos enfoques: i) una cobertura directa, mediante la cual los consumidores reciben la liquidación de la opción en cada intervalo de liquidación en que el precio de mercado supera el precio de ejercicio, y ii) una cobertura indirecta, que consiste en utilizar la liquidación de *RO* para reducir los cargos del *CRM*. Aunque el segundo diseño es más común en las experiencias internacionales, una cobertura directa puede facilitar la liquidación de otros contratos a largo plazo que los generadores y los consumidores puedan haber firmado. Estos contratos forman parte de la estrategia de cobertura de riesgo de cada agente del mercado, tienen diseños muy heterogéneos y no pueden internalizarse en la liquidación de las opciones de fiabilidad. Sin embargo, si se proporciona una cobertura financiera directa a los consumidores, es posible internalizar la *RO* en los nuevos contratos a largo plazo que se firmen tras la introducción de la *CRM*, de modo que estos contratos se liquiden sólo hasta el precio de ejercicio de la opción de fiabilidad. Otra ventaja potencial de la cobertura directa es que podría dar lugar a una mejor aceptación del *CRM* entre los consumidores.

5. CONCLUSIONES

Se prevé que el papel de los mecanismos de capacidad en los sectores eléctricos liberalizados aumente en un futuro próximo. Más allá de las reformas del mer-

cado que puedan emprenderse, especialmente en Europa, como respuesta a la crisis energética de 2022, la transición energética exige instrumentos de largo plazo que impulsen el sistema hacia una combinación de recursos que garantice la seguridad de suministro. Las opciones de fiabilidad son un tipo de producto de fiabilidad que está ganando consenso por su escasa interferencia con el mercado de la energía. También presentan otras ventajas si se comparan con otros productos de fiabilidad, en términos de resistencia a un aumento de la elasticidad de la demanda, participación transfronteriza eficiente y reducción del poder de mercado. Introducidas originalmente en Colombia en 2006, las opciones de fiabilidad están ahora muy extendidas en Europa, donde se han implantado en tres sistemas eléctricos: Irlanda, Italia y Bélgica.

Este artículo ofrece una evaluación exhaustiva de los elementos de diseño de las opciones de fiabilidad, revelando la amplia variedad de diseños diferentes que pueden esconderse tras la etiqueta de *RO*. Para cada elemento de diseño, el artículo ofrece primero una base teórica que debe guiar la selección del diseño óptimo y, a continuación, presenta algunos problemas de aplicación práctica a partir de la revisión de experiencias internacionales. Este enfoque permite extraer algunas recomendaciones pragmáticas, que se presentan a continuación.

Las *RO* son opciones físicas de compra que obligan al vendedor a entregar su suministro firme siempre que el precio de un mercado de referencia supere un precio de ejercicio predefinido y a devolver a la contraparte (normalmente el operador del sistema) la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio, es decir, la liquidación de la opción. Las principales alternativas para la selección del mercado de referencia son un único mercado de referencia, más o menos próximo a la operación en el tiempo real del sistema, o múltiples mercados de referencia. La selección del mercado de referencia debe perseguir un equilibrio entre objetivos contrapuestos, como la maximización de la cobertura financiera para los consumidores, la minimización del riesgo percibido por los agentes del mercado, o la necesidad de no alterar el equilibrio entre los distintos segmentos del mercado.

Las opciones de fiabilidad deben incluir penalizaciones por incumplimiento. Esto puede lograrse bien mediante una penalización explícita que se aplique cuando el

titular de la opción de fiabilidad no entregue su suministro firme en condiciones de escasez, bien mediante la aplicación de un precio administrativo de escasez en el mercado de referencia, que refuerce la señal enviada por la liquidación de la opción. Ambos enfoques, si se diseñan adecuadamente, proporcionan resultados similares, pero es importante que la penalización sea proporcional al valor de pérdida de carga, lo que refleja el daño económico que el incumplimiento puede provocar en la realidad. Si este planteamiento aumenta el riesgo percibido por los agentes de mercado, éste podrá reducirse mediante un mecanismo de limitación de pérdidas, con un techo de pérdida acumulada proporcional al coste del nuevo entrante.

El precio de ejercicio de la opción de compra debería ser el mismo para todos los titulares de *RO* casados en la misma subasta. De hecho, diferentes precios de ejercicio generarían diferentes productos de fiabilidad y estos últimos no deberían contratarse en la misma licitación como servicios equivalentes. El mejor enfoque para definir el precio de ejercicio es utilizar los costes variables de una unidad de referencia, normalmente una central térmica de baja eficiencia. El precio de ejercicio debe estar sujeto a una fórmula de indexación que incluya todos los elementos de coste relevantes y actualizarse con una frecuencia suficiente para reflejar cualquier cambio significativo esperado. El precio de ejercicio también puede internalizar los costes de activación de la respuesta de demanda, pero este diseño implica algunas complejidades y sólo debería introducirse tras una evaluación exhaustiva de los beneficios y los riesgos.

La cobertura proporcionada a los consumidores a través de las *RO* debería ser directa, es decir, la liquidación de la opción debería ponerse directamente a disposición de los usuarios finales en cada periodo de liquidación, reduciendo así el precio que pagan en el mercado de la energía. Este enfoque puede facilitar la liquidación de otros contratos a largo plazo que generadores y consumidores puedan firmar de manera bilateral y también puede mejorar la aceptación del *CRM* entre los consumidores.

Las recomendaciones formuladas en este artículo pueden ser útiles para los reguladores y responsables políticos interesados en introducir opciones de fiabilidad en sus sistemas eléctricos. En pro de la concisión, este artículo no ha profundi-

zado intencionadamente en la participación de los recursos no convencionales en los esquemas de *RO*. El diseño de las opciones de fiabilidad puede influir en el tipo de participación que cabe esperar de las energías renovables intermitentes, la respuesta de la demanda, los activos de almacenamiento o incluso los recursos transfronterizos. Algunos reguladores europeos han decidido flexibilizar algunos requisitos de los contratos de *RO* para fomentar la participación de estas tecnologías en el *CRM*. La investigación futura debería centrarse en este tema, revisando los distintos enfoques que pueden encontrarse en Europa y evaluando los pros y los contras de definir productos de *RO* específicos para los recursos no convencionales.

REFERENCIAS

ACER, AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. (2013). Capacity Remuneration Mechanisms and The Internal Market for Electricity.

ACER, AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. (2022a). Security of EU Electricity Supply in 2021: Report on Member States Approaches to Assess and Ensure Adequacy.

ACER, AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. (2022b). ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

ARERA, AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI A AMBIENTE. (2022). Modifiche e integrazioni urgenti alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio del mercato della capacità, di cui alla deliberazione dell'Autorità 363/2019/R/EEL.

BAJO-BUENESTADO, R. (2021). Operating Reserve Demand Curve, Scarcity Pricing and Intermittent Generation: Lessons from the Texas ERCOT Experience. *Energy Policy*, vol. 149, art. 112057.

BATLLE, C., MASTROPIETRO, P., RODILLA, P. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2022). Resource Adequacy in Decarbonizing Power Systems: Lessons Learned from Both Sides of the Atlantic. En: *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics*. Oxford University Press, ISBN 9780192849809.

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022a). Power Price Crisis in the EU: Unveiling Current Policy Responses and Proposing a Balanced Regulatory Remedy. *CEEPR-WP, 2022004*.

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022b). Power Price Crisis in the EU 2.0+: Desperate Times Call for Desperate Measures. *MITEI-WP, 2022-02*.

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2023). The EU Commission's Proposal for Improving the Electricity Market Design: Treading Water, But Not Drowning. *CEEPR Research Commentary, 2023-03*.

BATLLE, C., VÁZQUEZ, C., RIVIER, M. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2007). Enhancing Power Supply Adequacy in Spain: Migrating from Capacity Payments to Reliability Options. *Energy Policy, vol. 35, iss. 9, pp. 4545-4554*.

BEIS, DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY (UNITED KINGDOM). (2022). *Review of Electricity Market Arrangements*. Consultation Document.

BRITO-PEREIRA, P., MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., BARROSO, L. A. y BATLLE, C. (2022). Adjusting the Aim of Capacity Mechanisms: Future-Proof Reliability Metrics and Firm Supply Calculations. *Energy Policy, vol. 164, art. 112891*.

CHAVES, J. P., COSENT, R., GÓMEZ SAN ROMÁN, T., LINARES, P. y RIVIER, M. (2023). An Assessment of the European Electricity Market Reform Options and a pragmatic Proposal. *EPRG Working Paper, 2305*. Cambridge Working Paper in Economics 2325.

CREG, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2006). Resolución CREG071-2006, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

CREG, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2016). Precio de escasez. Documento CREG156 del 26 de diciembre de 2016.

EC, EUROPEAN COMMISSION. (2017). State aid No. SA.44464 (2017/N) – Ireland - Irish Capacity Mechanism.

EC, EUROPEAN COMMISSION. (2018). State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism.

EC, EUROPEAN COMMISSION. (2019). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity. Part of the so-called Clean Energy Package.

EC, EUROPEAN COMMISSION. (2021). Belgium – Capacity Remuneration Mechanism. Commission Decision on the Aid Scheme SA.54915.

ELIA. (2019a). CRM Design Note: Payback Obligation. Released on 2 October 2019.

ELIA. (2019b). CRM Design Note: Availability Obligations and Penalties. Released on 13 September 2019.

ELIA. (2022). Working Group Adequacy #11. Presentation for the WG meeting on 13 October 2022.

ESIG, ENERGY SYSTEMS INTEGRATION GROUP. (2023). Ensuring Efficient Reliability: New Design Principles for Capacity Accreditation. Report of the Redefining Resource Adequacy Task Force.

FRAUNHOLZ, C., KELES, D. y FICHTNER, W. (2021). On the Role of Electricity Storage in Capacity Remuneration Mechanisms. *Energy Policy*, vol. 149, art. 112014.

GORMAN, W. (2022). The Quest to Quantify the Value of Lost Load: A Critical Review of The Economics of Power Outages. *The Electricity Journal*, vol. 35, iss. 8, art. 107187.

I-SEM, INTEGRATED SINGLE ELECTRICITY MARKET. (2015). Capacity Remuneration Mechanism: Detailed Design. *Decision Paper SEM-15-103*.

I-SEM, INTEGRATED SINGLE ELECTRICITY MARKET. (2016). Capacity Remuneration Mechanism: Detailed Design. *Third Decision Paper SEM-16-039*.

ISO NEW ENGLAND, INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR OF NEW ENGLAND. (2018). Settlements Forum 2018 Q1.

KEPPLER, J. H. (2017). Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms: Security of supply Externalities and Asymmetric Investment Incentives. *Energy Policy*, vol. 105, pp. 562570.

KOMOROWSKA, A., KASZYNSKI, P. y KAMINSKI, J. (2023). Where Does the Capacity Market Money Go? Lessons Learned from Poland. *Energy Policy*, vol. 173, art. 113419.

KOZLOVA, M., HUHTA, K. y LOHRMANN, A. (2023). The Interface between Support Schemes for Renewable Energy and Security of Supply: Reviewing Capacity Mechanisms and Support Schemes for Renewable Energy in Europe. *Energy Policy*, vol. 181, art. 113707.

MASTROPIETRO, P., FONTINI, F., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2018). The Italian Capacity Remuneration Mechanism: Critical Review and Open Questions. *Energy Policy*, vol. 123, pp. 659669.

MASTROPIETRO, P., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2015). National Capacity Mechanisms in the European Internal Energy Market: Opening the Doors to Neighbours. *Energy Policy*, vol. 82, pp. 3847.

MASTROPIETRO, P., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2017). Performance Incentives in Capacity Mechanisms: Conceptual Considerations and Empirical Evidence. *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 6, no. 1, pp. 149-163.

MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., RIVIER, M. y BATLLE, C. (2024). Reliability Options: Regulatory Recommendations for the Next Generation of Capacity Remuneration Mechanisms. *Energy Policy*, vol. 185, art. 113959.

MEEUS, L., BATLLE, C., GLACHANT, J. M., HANCHER, L., POTOTSCHNIG, A., RANCI, P. y SCHITTEKATTE, T. (2022). The 5th EU Electricity Market Reform: A Renewable Jackpot for All Europeans Package?. *FSR Policy Brief* 2022/59.

NEWBERY, D. (2016). Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors. *Energy Policy*, vol. 94, pp. 401410.

POTOMAC ECONOMICS. (2009). 2008 Assessment of the Electricity Markets in New England. Independent Market Monitoring report.

POTOTSCHNIG, A., GLACHANT, J. M., MEEUS, L. y RANCI, P. (2022). Recent Energy Price Dynamics and Market Enhancements for the Future Energy Transition. *FSR Policy Brief* 2022/5.

RODILLA, P. y BATLLE, C. (2012). Security of Electricity Supply at the Generation Level: Problem Analysis. *Energy Policy*, vol. 40, pp. 177185.

VÁZQUEZ, C., RIVIER, M. y PEREZ-ARRIAGA, I. J. (2002). A Market Approach to Long-Term Security of Supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, iss. 2, pp. 349357.

WOODHOUSE, S. (2016). Decentralized Reliability Options: Market Based Capacity Arrangements. In: *Future of Utilities, Utilities of the Future*. Academic Press. ISBN 9780128042496.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Depósito Legal: M-7537-2016