

CUADERNOS ORKESTRA

ISSN 2340-7638

 <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

# MERCADOS DE CAPACIDAD COMO INSTRUMENTO PARA FOMENTAR LA FLEXIBILIDAD Y GARANTIZAR LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Núm. 04/2026

 <https://doi.org/10.18543/MCAY5109>

Stephanía Mosquera López

Jorge Fernández Gómez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 04/2026

ISSN 2340-7638

 Colección: <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

 Cuaderno: <https://doi.org/10.18543/MCAY5109>

 Resumen ejecutivo en euskera: <https://doi.org/10.18543/WYVU8269>

 Resumen ejecutivo en inglés: <https://doi.org/10.18543/MIFE9966>

© Stephanía Mosquera López, Jorge Fernández Gómez

© Instituto Vasco de Competitividad–Fundación Deusto

#### **Acerca de Orkestra:**

Con 20 años de experiencia y conocimiento, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) es un centro de investigación referente en Europa en competitividad regional. Su misión es impulsar la competitividad al servicio del bienestar inclusivo y sostenible en el País Vasco. Para ello, el instituto trabaja día a día en proyectos de investigación transformadora con agentes locales e internacionales y aporta análisis rigurosos para la toma de decisiones.

➔ Accede a todas nuestras publicaciones en [www.orquestra.deusto.es](http://www.orquestra.deusto.es)

## Agradecimientos

Los autores quieren mostrar su agradecimiento a todas las personas e instituciones que han participado en la revisión de este documento, en particular a Unai Alaña (Iberdrola), Sara Molinero (Iberdrola), John Jairo García Rendón (Universidad EAFIT) y Miguel Saldarriaga (Nervion Industries, Engineering & Services), así como a Helena García (Orkestra) por su ayuda en la edición y revisión final del documento.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente la de la institución a la que pertenecen. Cualquier error es atribuible únicamente a los autores.

# Índice

Resumen ejecutivo.....	iv
Lista de tablas.....	x
Lista de gráficos.....	xi
Lista de figuras.....	xii
Lista de abreviaturas y acrónimos.....	xiii
1. Introducción.....	1
2. Revisión de tipos de recursos de flexibilidad.....	10
2.1. Definición de flexibilidad.....	10
2.2. Tipología de los recursos de flexibilidad.....	12
2.2.1. Según sus características técnicas y económicas.....	12
2.2.2. Según su rol en el sistema eléctrico.....	13
2.2.3. Según los sectores involucrados.....	16
2.2.4. Según el tiempo y la duración de la respuesta.....	17
2.2.5. Según otras dimensiones o variables.....	18
2.3. Recursos de flexibilidad según su ubicación en la cadena de suministro.....	20
2.3.1. Generación flexible.....	21
2.3.2. Gestión y respuesta de la demanda.....	25
2.3.3. Almacenamiento.....	31
2.3.4. Interconexiones y redes eléctricas.....	33
3. Sobre las necesidades de flexibilidad.....	37
3.1. Marcos para el análisis de la flexibilidad en un sistema.....	37
3.1.1. Necesidades de flexibilidad y demanda residual.....	38
3.1.2. Necesidades por horizonte temporal.....	40
3.1.3. Necesidades de flexibilidad según las características del sistema.....	42
3.2. Necesidades de flexibilidad a escala global.....	43
3.3. Necesidades de flexibilidad en Europa.....	45
3.4. Necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico español.....	47
3.4.1. Flexibilidad a corto plazo.....	47
3.4.2. Análisis de cobertura de la demanda de Red Eléctrica.....	51
4. Análisis de mercados de capacidad operativos en Europa.....	54
4.1. Revisión de literatura académica.....	56
4.2. Taxonomía de CRM.....	58

4.2.1. ACER.....	58
4.2.2. Comisión Europea.....	60
4.2.3. DIW Berlin (the German Institute for Economic Research).....	62
4.3. Mercados de capacidad en operación en Europa .....	63
4.3.1. Unión Europea.....	63
4.3.2. Reino Unido.....	68
4.4. La propuesta de mercado de capacidad en España .....	71
4.4.1. Descripción de la propuesta .....	71
4.4.2. Análisis de la propuesta .....	75
5. Conclusiones y reflexiones finales.....	78
Bibliografía .....	89
Anexos .....	106
Anexo 1. Recursos identificados como recursos de flexibilidad según su lugar en la cadena de suministro, duración de la flexibilidad y TRL .....	106

## Resumen ejecutivo

### **RELEVANCIA Y NECESIDAD DE FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

#### ***La penetración de recursos renovables distribuidos y otros factores, como el cambio climático, implican la necesidad de aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos***

Diversos factores estructurales están incrementando significativamente la necesidad de una mayor capacidad de respuesta de los sistemas eléctricos ante variaciones en la oferta y la demanda de electricidad. Como reconoce la Comisión Europea en su Comunicación “Pacto por una industria limpia” de febrero de 2025, se requiere mayor flexibilidad del sistema eléctrico para i) avanzar en la descarbonización de la economía, ii) responder a los nuevos retos operativos que se derivan del despliegue de recursos energéticos distribuidos y de la mayor variabilidad de la demanda de energía eléctrica, y iii) mantener el suministro eléctrico en niveles de calidad y seguridad que potencien la competitividad de la economía y la industria europeas.

#### ***Los sistemas eléctricos flexibles permiten responder adecuadamente a las contingencias operativas y choques externos sobre oferta y demanda, cada vez más habituales***

La flexibilidad del sistema eléctrico puede entenderse, de forma general, como la capacidad de respuesta de éste para (i) responder a situaciones operativas de muy diferente naturaleza en el corto y muy corto plazo, caracterizadas por gran variabilidad en el consumo y la generación de energía eléctrica; (ii) afrontar con resiliencia contingencias inesperadas y asociadas a factores diversos (meteorología, fallos en activos, accidentes, ciberataques...); y (iii) adaptarse de forma eficiente, en el medio y largo plazo, a la evolución de la demanda eléctrica. Esta capacidad de respuesta debe adaptarse a un contexto de interacción continua entre miles de elementos y recursos de generación, almacenamiento y demanda.

#### ***Existen múltiples tecnologías y recursos energéticos que pueden ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico, con distintas prestaciones, y niveles de firmeza y velocidad de respuesta***

Los recursos de flexibilidad pueden clasificarse en cuatro grupos principales: (a) generación despachable o controlable; (b) gestión activa y respuesta de la demanda; (c) sistemas de almacenamiento con distintas tecnologías (p. ej., baterías eléctricas o bombeo hidráulico); y (d) redes eléctricas e interconexiones con sistemas eléctricos adyacentes para el intercambio de electricidad.

Junto a estos grandes grupos, cabe destacar que los dispositivos basados en digitalización y electrónica de potencia también contribuyen a mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico en el muy corto plazo. Estas tecnologías refuerzan la estabilidad de los recursos energéticos, garantizando una respuesta ágil y eficiente cuando el sistema la requiere.

Los escenarios de evolución de los sistemas eléctricos hacia sistemas con cero emisiones netas sugieren que la flexibilidad de corto plazo que brindan las plantas térmicas y las hidroeléctricas (en un horizonte de horas a unos pocos días) se verá complementada con la que aportan las instalaciones de almacenamiento, como los bombeos o las baterías, y los mecanismos de respuesta de la demanda. En el muy largo plazo, en el horizonte 2050, la respuesta de la demanda (especialmente adecuada para responder con rapidez ante señales del sistema, incluida la operación flexible de electrolizadores), proveerá hasta dos tercios de las necesidades de flexibilidad de corto plazo. El tercio restante será aportado por los sistemas de almacenamiento en baterías y las centrales hidroeléctricas regulables y de bombeo.

***En los próximos años deberán realizarse inversiones significativas para alcanzar los niveles de flexibilidad requeridos para garantizar un sistema eléctrico fiable y resiliente***

Las necesidades de flexibilidad de un sistema eléctrico también dependen de sus características físicas específicas, determinadas por los activos existentes, la configuración de la red, las interconexiones con otros sistemas, el avance de la electrificación de los consumos de energía y la penetración de energías renovables. En función de todos estos factores, puede resultar óptima la provisión de flexibilidad con distintos *mix* tecnológicos (p. ej., distintas combinaciones de baterías eléctricas, bombeo hidráulico u otras tecnologías, con distintas capacidades operativas y de respuesta flexible).

En Europa, las necesidades de flexibilidad se duplicarán de aquí a 2030 para poder integrar adecuadamente las energías renovables y responder a consumos más volátiles. En comparación con los niveles de 2021, la demanda de flexibilidad diaria se multiplicará por 2,4 (pudiendo ser cubierta por la respuesta de la demanda, la integración con otros sectores y las tecnologías de almacenamiento). Por otro lado, la demanda de flexibilidad semanal se duplicará (con sistemas de almacenamiento a gran escala) y la flexibilidad estacional o anual se multiplicará por 1,3 (con un mayor papel de las centrales hidroeléctricas y, si se desarrolla la cadena de valor del hidrógeno, los electrolizadores).

En el sistema eléctrico español, el mayor peso de las energías renovables no gestionables (eólica y solar) y la mayor variabilidad de la demanda (por una mayor sensibilidad ante cambios en las temperaturas) dan lugar a curvas de demanda residual (curva de pato) que muestran cambios muy acusados en el muy corto plazo (horizontes de unas pocas horas). Esto implica la necesidad de garantizar la disponibilidad de varios miles de MW de recursos flexibles, con capacidad para modificar al alza o a la baja sus perfiles de generación o de consumo.

***La normativa europea permite establecer mecanismos de remuneración de la capacidad para garantizar la inversión en tecnologías flexibles y la disponibilidad de los recursos flexibles***

La reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo establece los mecanismos de remuneración de la capacidad (o mecanismos de capacidad, CRM en inglés) como un elemento

estructural del mercado, con el objetivo de facilitar las inversiones necesarias en tecnologías no fósiles (almacenamiento y respuesta de la demanda) y apoyando a otras tecnologías, como los ciclos combinados de gas natural, que ofrecen respaldo y flexibilidad al sistema en distintos horizontes temporales. Los mecanismos de capacidad para las tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, deben cumplir además con las normas sobre ayudas de Estado en guías como CEEAG (*Climate, Environment and Energy State Aid Guidelines*) o la recientemente aprobada CISAF (*Clean Industrial Deal State Aid Framework*).

El principal objetivo de los CRM es garantizar una cantidad adecuada de recursos de potencia firme en el sistema para cubrir la demanda (*i. e., resource adequacy*, en inglés) y con capacidad de respuesta desde el muy corto plazo hasta el horizonte estacional o anual. Entre esos recursos pueden incluirse activos de generación o almacenamiento y los mecanismos de respuesta de la demanda.

Uno de los principales motivos para implementar CRM en un mercado eléctrico es que los diseños de mercado del tipo *energy only* suelen adolecer de problemas como la dificultad para que los generadores (y otros activos, como las baterías) recuperen todos sus costes (*i. e.,* llamado *missing money problem*), especialmente en escenarios con una creciente penetración de energías renovables de carácter intermitente y con costes marginales muy bajos o nulos.

***La tipología de CRM (y de mercados de capacidad) es variada e incluye el uso de distintos tipos de instrumentos y mecanismos de mercado, implementados en Europa y otros lugares***

La tipología de CRM es variada y permite clasificar los mecanismos en basados en volumen y basados en precio. Entre los primeros, pueden identificarse mecanismos con enfoque específico (*targeted CRM*), como las reservas estratégicas, y mecanismos de mercado con alcance universal (*market-wide CRM*), como las obligaciones de capacidad, las subastas de capacidad o las opciones de confiabilidad (*reliability options*).

***Los mercados de capacidad vigentes en Europa generan señales económicas eficientes para fomentar la inversión en tecnologías flexibles y su disponibilidad***

Actualmente, hay ocho mecanismos de capacidad en la Unión Europea. Tres de ellos (Alemania, Finlandia y Suecia) se basan en un modelo de reservas estratégicas y cinco de ellos son mecanismos de mercado *market-wide*, de los cuales cuatro se basan en un sistema de compra centralizada (Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia) y uno de ellos (Francia) se basa en obligaciones descentralizadas de contratación de capacidad. En Francia (2027) y en Alemania (posiblemente en 2028) se implementarán nuevos diseños de CRM basados en mecanismos de mercado, en línea con los vigentes en Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia.

***La principal conclusión del análisis realizado es que los mecanismos de capacidad pueden contribuir a garantizar los niveles de flexibilidad requeridos en muchos sistemas eléctricos***

Aunque las circunstancias operativas de cada sistema eléctrico son distintas, los mecanismos de mercado y, en particular, los mercados de capacidad *market-wide* evitan algunos problemas asociados con otros mecanismos como las reservas estratégicas (que pueden distorsionar las señales de precios) o los pagos por capacidad (que no necesariamente reflejan el coste de mantener los niveles de margen de reserva y de flexibilidad deseados). Además, suelen diseñarse de tal manera que todas las tecnologías (incluyendo activos en otros mercados adyacentes) puedan participar en subastas competitivas, ofreciendo su firmeza o flexibilidad al sistema de forma eficiente.

**RECOMENDACIONES RELATIVAS AL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

***El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado y reforzar la seguridad del suministro eléctrico***

El sistema eléctrico español se enfrenta a riesgos de suministro con niveles insuficientes de cobertura de la demanda. De acuerdo con el último análisis de cobertura del sistema eléctrico español peninsular, realizado por Red Eléctrica en septiembre de 2025, en el corto (2026) y medio plazo (2030) hay riesgos de cobertura de la demanda no despreciables. Además, Red Eléctrica señala que la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema eléctrico peninsular español que ofrece respaldo al sistema no estaría garantizada en el corto y medio plazo de no establecerse incentivos adicionales. El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado en el sistema eléctrico español, ofreciendo la posibilidad de garantizar la viabilidad económica de las centrales necesarias para la cobertura de la demanda.

***La flexibilidad operativa a corto-medio plazo puede fomentarse mediante el refuerzo de las interconexiones, el despliegue de tecnologías de almacenamiento y la participación de todos los recursos en la provisión de servicios de ajuste y de control de frecuencia y tensión***

Los análisis de Red Eléctrica indican que para mantener condiciones adecuadas de control de la tensión y la frecuencia y de inercia en el sistema eléctrico resulta deseable desarrollar mayor flexibilidad y capacidad de respuesta flexible. Esto puede lograrse reforzando las interconexiones internacionales y el almacenamiento con diversas tecnologías, como baterías y bombeo hidráulico, y distintos niveles de respuesta flexible. Asimismo, se debe facilitar la participación de todos los recursos, incluyendo la generación renovable, el almacenamiento y

la gestión de la demanda, en la provisión de servicios de ajuste y de control de la frecuencia y la tensión.

***El diseño propuesto para el mercado de capacidad podría mejorarse en algunos aspectos que pueden introducir riesgos de distorsiones e ineficiencia en el funcionamiento del mercado***

El mercado de capacidad propuesto por el Gobierno de España en diciembre de 2024 y que está pendiente de aprobación en Bruselas es un mercado centralizado universal, similar a los existentes en otros Estados miembros de la UE. El servicio de capacidad se define como un servicio de disponibilidad de potencia firme en momentos de estrés del sistema. Este nuevo mercado asignará, mediante subastas *pay as bid*, pagos por servicios de capacidad prestados por sujetos habilitados (bajo criterios económicos, legales y técnicos) para participar en la subasta con recursos energéticos certificados (*i. e.*, potencia firme, definida según parámetros de firmeza fijados *ex ante* para las distintas tecnologías) para prestar un servicio de capacidad. La participación en las subastas está abierta a todas las tecnologías (generación, almacenamiento y respuesta de la demanda de los consumidores finales), a los agregadores de demanda (incluidos los comercializadores) y a otros sujetos que actúen como representantes de terceros.

Aunque la propuesta de mercado de capacidad en España está alineada con los diseños de mercados existentes en Europa, cabe señalar los siguientes aspectos mejorables:

- Debe asegurarse que las horas de estrés, según se definen en la propuesta, coincidan con los momentos en que exista escasez de generación en el sistema.
- Debe corregirse la definición de “prestación efectiva del servicio”, ya que, al definirla como un promedio para el conjunto de horas de estrés, debilita el incentivo a la disponibilidad de la potencia en los momentos puntuales en los que el sistema necesita más potencia.
- El coeficiente de flexibilidad debe definirse de tal manera que evite discriminar algunas tecnologías (p. ej., la generación nuclear, que no actúa en los mercados de balance de activación manual, pero aporta potencia firme en horas de escasez de generación).
- Debe evaluarse la conveniencia de cambiar el mecanismo de subasta elegido (subastas de sobre cerrado y pagos según las ofertas, o *pay as bid*), que no es necesariamente el más eficiente, según múltiples estudios académicos.
- Debería definirse una periodicidad explícita para las subastas y periodos de antelación predeterminados, para evitar generar incertidumbre entre los inversores y las empresas que operan activos de generación.
- Debería habilitarse la posibilidad de realizar subastas transitorias vinculadas a contratos de varios años de duración, para evitar desincentivar las inversiones necesarias en ciclos combinados o imputar el valor total de la inversión en ofertas para un solo año.

- El esquema debería garantizar la libertad de salida para que las instalaciones no adjudicatarias del servicio y cuya viabilidad económica esté comprometida puedan cesar su operación.
- El mecanismo debería evitar la duplicidad de ayudas (p. ej., ayudas FEDER a proyectos de almacenamiento) para que no se generen distorsiones en el mercado de capacidad.
- Debería limitarse el número de parámetros clave que dependen de decisiones de los reguladores no sujetas a metodologías transparentes (p. ej., precios máximos, precios de reserva confidenciales, ratios de firmeza específicos para cada tecnología, etc.) y que generan incertidumbre y riesgo regulatorio que afectan negativamente a las decisiones de inversión y los resultados de las subastas.

***En paralelo a la puesta en marcha del mercado de capacidad, debería asegurarse la coordinación y coherencia del conjunto de medidas orientadas a incrementar la flexibilidad y resiliencia del sistema y la seguridad de suministro***

Los objetivos del nuevo mercado de capacidad incluyen garantizar la cobertura de la demanda en los distintos horizontes temporales y disponer de suficientes recursos de flexibilidad para dar respuesta a una amplia variedad de escenarios operativos y contingencias desde el muy corto plazo (segundos, minutos, unas pocas horas) al corto plazo (horas, día siguiente, siguientes días), el medio plazo (días a semanas) y el largo plazo (meses, estaciones y años).

En los últimos meses, se han aprobado diversas normas orientadas a asegurar niveles adecuados de cobertura de la demanda y de flexibilidad, generando incentivos tanto para la inversión en un *mix* de tecnologías de flexibilidad eficientes como para la provisión de servicios de flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico en conjunto.

Si bien todas estas normas apuntan en la dirección de fomentar el desarrollo de recursos de flexibilidad en el sistema eléctrico, debería garantizarse que no interfieran con el diseño del futuro mercado de capacidad, cuyos parámetros clave deben asegurar la disponibilidad de suficientes recursos flexibles de generación, almacenamiento y gestión de la demanda para cubrir las necesidades de cobertura y seguimiento de la demanda en los distintos horizontes temporales (tiempo real, corto, medio y largo plazo).

## Lista de tablas

Tabla 2.1 Clasificación de recursos y herramientas de flexibilidad según el momento del impacto .....	17
Tabla 2.2 Caracterización de distintos servicios complementarios .....	22
Tabla 2.3 Tipos de servicios de flexibilidad que pueden prestar los edificios inteligentes .....	28
Tabla 3.1 Estadísticas descriptivas requerimientos máximos mensuales (MWh) .....	49
Tabla 3.2 Escenarios de cobertura de la demanda en varios años del periodo 2026-2035 .....	52
Tabla 4.1 Descripción de los mecanismos de remuneración de la capacidad ACER .....	59
Tabla 4.2 Características de distintos mecanismos de capacidad .....	61
Tabla 4.3 Características de distintos mecanismos de capacidad .....	63
Tabla 4.4 Principales características de los mecanismos de capacidad en operación en la UE a finales de 2023 .....	65

## Lista de gráficos

Gráfico 3.1 Necesidades de flexibilidad en Europa en 2021 y 2030 (TWh).....	45
Gráfico 3.2 Variación máxima mensual en la generación renovable no gestionable .....	48
Gráfico 3.3 Requerimientos máximos mensuales de flexibilidad en horizontes de una y cuatro horas.....	48
Gráfico 3.4 Necesidades de flexibilidad diarias .....	50
Gráfico 3.5 Porcentaje de veces precios menores a 5 EUR/MWh .....	51

## Lista de figuras

Figura 2.1 Parámetros cuantitativos que caracterizan los recursos de flexibilidad .....	13
Figura 2.2 Recursos de flexibilidad según rol en el sistema eléctrico .....	14
Figura 2.3 Activos que ofrecen flexibilidad operativa .....	15
Figura 2.4 Recursos de flexibilidad en los sistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno.....	17
Figura 2.5 Recursos y necesidades de flexibilidad .....	21
Figura 2.6 Tiempo de respuesta y duración de los distintos servicios de flexibilidad .....	23
Figura 2.7 Fuentes de flexibilidad en el lado de la demanda.....	27
Figura 2.8 Opciones de demanda flexible .....	30
Figura 2.9 Clasificación de sistemas de almacenamiento .....	32
Figura 3.1 Marco de análisis de necesidades de flexibilidad recomendado por la Comisión Europea.....	38
Figura 3.2 Opciones de demanda flexible .....	40
Figura 3.3 Patrones de demanda y oferta que afectan las necesidades de flexibilidad temporales.....	41
Figura 3.4 Factores relevantes para la flexibilidad de un sistema eléctrico .....	43
Figura 4.1 Mecanismos de remuneración de la capacidad según ACER.....	59
Figura 4.2 Clasificación de los CRM de la Comisión Europea.....	60
Figura 4.3 Curva de demanda en las subastas del mercado de capacidad.....	70

## Lista de abreviaturas y acrónimos

<b>ACER</b>	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía / Agency for the Cooperation of Energy Regulators
<b>APS</b>	Escenario de Compromisos Anunciados / Announced Pledges Scenario
<b>BECCS</b>	Bioenergía con captura y almacenamiento de carbono / Bioenergy with carbon capture and storage
<b>BEIS</b>	Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial / Department for Business, Energy & Industrial Strategy
<b>BESS</b>	Sistema de almacenamiento de energía en baterías / Battery energy storage system
<b>CAES</b>	Almacenamiento de Energía en Aire Comprimido/ Compressed-Air Energy Storage
<b>CAPEX</b>	Gastos de capital
<b>CCUS</b>	Captura, uso y almacenamiento de carbono / Carbon capture, utilization and storage
<b>CEEAG</b>	Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía/ Climate, Environmental Protection and Energy State Aid Guidelines
<b>CEER</b>	Consejo de Reguladores Europeos de la Energía / Council of European Energy Regulators
<b>CEF</b>	Mecanismo Conectar Europa/ Connecting Europe Facility
<b>CIGRE</b>	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
<b>CISAF</b>	Marco de Ayudas Estatales para el Acuerdo Industrial Limpio/ Clean Industrial Deal State Aid Framework
<b>CNMC</b>	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>CONE</b>	Coste de inversión de un nuevo entrante / Cost of new entry
<b>COP</b>	Conferencia de las partes / Conference of the parties

<b>CRM</b>	Mecanismos de retribución de la capacidad / Capacity remuneration mechanisms
<b>CSP</b>	Energía solar concentrada / Concentrated solar power
<b>DER</b>	Recursos energéticos distribuidos / Distributed energy resources
<b>DSO</b>	Operador del sistema de distribución / Distribution system operator
<b>EEA</b>	Agencia Europea de Medio Ambiente / European Environment Agency
<b>EENS</b>	Energía prevista no suministrada / Expected energy not served
<b>EMR</b>	Reforma del mercado eléctrico / Electricity market reform
<b>ENTSO-E</b>	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad / European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EPRI</b>	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica / Electric Power Research Institute
<b>ERAA</b>	Análisis Europeo de Suficiencia de Recursos / European Resource Adequacy Assessment
<b>ETC</b>	Centro de Tecnología Energética / Energy Technology Centre
<b>FACTS</b>	Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna / Flexible alternating current transmission systems
<b>FCR</b>	Reserva primaria de frecuencia / Frequency containment reserve
<b>FEDER</b>	Fondo Europeo de Desarrollo Regional
<b>FRR</b>	Reserva secundaria de frecuencia / Frequency restoration reserve
<b>FRT</b>	Capacidad de soporte ante fallos / Fault ride through
<b>FSR</b>	Florence School of Regulation
<b>G2V</b>	Red-vehículo / Grid-to-Vehicle
<b>HVDC</b>	Corriente continua de alta tensión / High voltage direct current
<b>IEA</b>	Agencia Internacional de la Energía / International Energy Agency
<b>IRENA</b>	Agencia Internacional de Energías Renovables / International Renewable Energy Agency

<b>ITRE</b>	Comité de Industria, Investigación y Energía
<b>kW</b>	Kilovatio
<b>kWh</b>	Kilovatio hora
<b>LOLE</b>	Expectativa de Pérdida de Carga / Loss of load expectation
<b>LOLP</b>	Probabilidad de interrupción de suministro / Loss of load probability
<b>MITECO</b>	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MW-CB</b>	Comprador centralizado a escala de mercado / Market wide central buyer
<b>MW-DCO</b>	Obligación de capacidad descentralizada a escala de mercado / Market wide de-centralised capacity obligation
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>NDC</b>	Contribuciones determinadas a nivel nacional / Nationally determined contributions
<b>NRAA</b>	Análisis nacional de suficiencia de recursos / National resource adequacy analysis
<b>OFATE</b> <b>DFBEW</b>	Oficina Franco-Alemana para la Transición Energética/ Deutsch-französisches Büro für die Energiewende
<b>OPEX</b>	Gastos operativos
<b>PCI</b>	Proyectos de Interés Común
<b>PEM</b>	Polymer-electrolyte membrane / Membrana polimérica protónica
<b>PJM</b>	Interconexión de Pensilvania–Nueva Jersey–Maryland / Pennsylvania–New Jersey–Maryland Interconnection
<b>PMI</b>	Proyectos de Interés Mutuo
<b>PNIEC</b>	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
<b>PVPS</b>	Programa de sistemas de energía fotovoltaica / photovoltaic power systems programme
<b>PWR</b>	Reactores de agua a presión / Pressurized water reactors

<b>RD</b>	Respuesta de la demanda
<b>RTE</b>	Red de Transporte de Electricidad / Réseau de Transport d'Électricité
<b>S2F</b>	Soluciones de flexibilidad en redes de distribución
<b>SCADA</b>	Supervisory control and data acquisition
<b>SFCL</b>	Limitadores de corriente / Superconducting fault current limiter
<b>SMES</b>	Almacenamiento magnético de energía superconductora / Superconducting magnetic energy storage
<b>SMR</b>	Reactores nucleares de menor tamaño / Small modular reactors
<b>SR</b>	Reservas estratégicas / Strategic reserves
<b>SRAD</b>	Servicio de Respuesta Activa de la Demanda
<b>STOR</b>	Reserva operativa en el corto / Short-term operating reserve
<b>TCSS</b>	Almacenamiento de energía termoquímico por sorción / Thermo-chemical sorption storage
<b>TRL</b>	Nivel de madurez tecnológica / Technology readiness level
<b>TSO</b>	Operador del sistema de transporte / Transmission system operator
<b>UE</b>	Unión Europea
<b>V2G</b>	Vehículo-red / Vehicle-to-Grid
<b>VE</b>	Vehículo eléctrico
<b>VfG</b>	Vehículo para la red / Vehicle-for-Grid
<b>VOLL</b>	Valor de la energía no suministrada / Value of lost load
<b>VPP</b>	Centrales eléctricas virtuales / Virtual power plants
<b>VRE</b>	Energía renovable variable / Variable renewable energy
<b>WAMS</b>	Sistemas de gestión de área amplia / Wide-area management systems

# 1. Introducción

## ***Relevancia de la flexibilidad en los sistemas eléctricos***

A medida que avanza la electrificación de la economía y aumenta la penetración de generación de energía renovable variable (*variable renewable energy*, VRE), que no es despachable ni gestionable, como la energía solar y la eólica, y que tiene patrones de generación que son difíciles de predecir, dado que dependen principalmente de variables meteorológicas, junto con otros recursos energéticos distribuidos (p. ej., vehículos eléctricos, instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica o capacidad de gestión de la demanda), las redes eléctricas y el sistema eléctrico en general requieren de más flexibilidad para garantizar un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda de electricidad en todo momento y con el fin de lograr un suministro de energía eléctrica seguro y de calidad.

Esta necesidad, cada vez más urgente, de incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico para garantizar no solo el avance de la descarbonización, sino también el potenciamiento de la competitividad de la economía y la industria europea y el refuerzo de la seguridad del suministro de energía eléctrica es reconocida explícitamente por la Comisión Europea en su Comunicación Pacto por una industria limpia, de febrero de 2025, y otros documentos asociados (como la Comunicación Plan de acción para una energía asequible) (European Commission, 2025a; Jones, 2025).

Tradicionalmente, los operadores del sistema eléctrico han gestionado la variabilidad de la demanda de electricidad (i. e., el seguimiento de la demanda o *load following*) y los requerimientos de flexibilidad en el corto plazo (para resolver restricciones en las redes y garantizar la estabilidad de la frecuencia y la tensión en el sistema) con centrales eléctricas diseñadas para funcionar en horas punta, como las de ciclo combinado y las hidroeléctricas<sup>1</sup>, y dar respuesta a los servicios complementarios o auxiliares requeridos en el muy corto plazo, así como con sistemas de almacenamiento flexibles, como el bombeo hidráulico (IEA, 2011). Sin embargo, la integración de las energías renovables y del resto de recursos energéticos distribuidos mencionados anteriormente requiere una mayor flexibilidad en todo el sistema. Por ello, en primer lugar, conviene evaluar las necesidades de flexibilidad del sistema, teniendo en cuenta los distintos horizontes temporales relevantes (p. ej., día anterior al despacho, horas

---

<sup>1</sup> Además, pueden incluirse en este grupo otras tecnologías térmicas, como las centrales de carbón y fuelóleo, con gran flexibilidad para arrancar y parar, y subir y bajar su nivel de generación en el muy corto plazo y en tiempo real. En la Unión Europea (UE), la presión por descarbonizar el sistema eléctrico ha inducido el cierre de una gran parte de la capacidad instalada de estas tecnologías en los sistemas eléctricos de muchos Estados miembros.

antes del despacho y gestión de los desvíos en tiempo real), y en segundo lugar, valorar si se cubren dichas necesidades.

En caso de que las necesidades identificadas no se cubran, puede ser necesario incentivar el desarrollo de nuevos activos que permitan incrementar la flexibilidad del sistema y que se mantengan operativos y disponibles los recursos existentes de flexibilidad en aquellos momentos en los que el sistema los necesita.

### **Objetivo y motivación de este trabajo**

El objetivo de este trabajo es analizar el concepto de flexibilidad en un sistema eléctrico, caracterizar los distintos tipos de recursos de flexibilidad, estudiar las necesidades de flexibilidad de los sistemas eléctricos, incluyendo el español, y revisar el debate sobre los mercados de capacidad en Europa diseñados para fomentar y retribuir la capacidad firme en el sistema eléctrico, evaluando, además, la propuesta de mecanismo de capacidad para el sistema eléctrico español que se presentó en diciembre de 2024.

Para ello, realizamos una revisión no sistemática<sup>2</sup> de literatura académica y no académica, con énfasis especial en instituciones nacionales e internacionales relevantes en el ámbito de la energía, como la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y otras entidades relevantes en el ámbito de la regulación del sector eléctrico en España y la Unión Europea (UE).

Se parte de una conceptualización de lo que significa la flexibilidad en el sistema eléctrico, así como de una clasificación de los recursos o tecnologías que pueden brindarla. Además, dadas las crecientes exigencias de los sistemas con alta penetración de energías renovables variables y otros recursos energéticos distribuidos, se busca explicar los requerimientos de flexibilidad del sistema eléctrico, teniendo en cuenta, por un lado, que existen necesidades de corto y largo plazo, y, por otro, que la integración de las VRE y otros recursos energéticos distribuidos depende del diseño y operación de cada sistema eléctrico, sin que exista una solución única aplicable a todos los casos.

La transición energética plantea grandes retos en términos de la flexibilidad del sistema eléctrico. En primer lugar, el despliegue previsto de soluciones alternativas de almacenamiento, así como la electrificación de la demanda, no se está realizando al ritmo deseado debido a barreras regulatorias y de mercado, y a la falta de la infraestructura necesaria en términos de

---

<sup>2</sup> Las revisiones no sistemáticas de literatura consisten en análisis de publicaciones académicas y no académicas sobre un tema o cuestión concreta, basados en "...evaluaciones críticas y [...] elecciones (subjetivas) del autor o autores mediante un proceso de descubrimiento y crítica (por ejemplo, señalando contradicciones y cuestionando afirmaciones o creencias)..." (Kraus et al., 2022, p. 2.581)(traducción propia). Esencialmente, son revisiones críticas de la literatura a partir de la experiencia y el conocimiento experto del personal investigador (Lim & Weissmann, 2021).

redes de distribución eléctricas para conectar nueva demanda y nuevas instalaciones de almacenamiento.

En segundo lugar, en la medida en que avance el despliegue de las energías renovables variables y otros recursos energéticos distribuidos es de esperar que los requerimientos de flexibilidad sigan al alza, dado que las fuentes de generación renovable de carácter intermitente no pueden adaptar su generación a señales de demanda y dado que la integración de nuevos recursos energéticos introduce nuevos escenarios de operación del sistema en conjunto y de las redes de transporte y distribución. Por este motivo, es crucial mejorar las predicciones sobre los niveles de generación renovable variable y el comportamiento de la demanda y de otros activos energéticos distribuidos, junto con una planificación dinámica del sistema que priorice la optimización de los activos existentes.

Según ACER (2024a), ya en 2023, en más de la mitad del tiempo, más de la mitad de la generación en Europa era potencialmente no despachable o sin capacidad de responder a contingencias en el muy corto plazo o en tiempo real. Esta mayor penetración de las VRE en el sistema ha contribuido a una mayor volatilidad de los precios de la electricidad en Europa. Cada vez son más frecuentes los precios muy bajos e incluso negativos, lo que compromete la rentabilidad de las tecnologías de generación variable, debido al llamado efecto de canibalización de la generación renovable, principalmente la solar<sup>3</sup>.

La integración de las VRE y del resto de recursos energéticos distribuidos (*distributed energy resources*, DER) en el sistema eléctrico requiere fortalecer las redes de transporte y distribución para vincular adecuadamente las necesidades de flexibilidad del sistema con los recursos (existentes y disponibles) que pueden brindarla, de modo que se reduzcan las necesidades totales de capacidad flexible adicional del sistema, reduciendo así los requerimientos de inversión y los costes asociados a la mayor necesidad de flexibilidad<sup>4</sup>. Es decir, las nuevas fuentes de flexibilidad pueden estar asociadas a redes más resilientes, flexibles y a sistemas

---

<sup>3</sup> El efecto de canibalización de precios hace referencia a la situación en la que una mayor capacidad instalada de energía renovable de carácter intermitente y no gestionable (como la eólica o la fotovoltaica) reduce el precio medio capturable por estas tecnologías en el mercado, al reducir el precio en las horas en las que estas tecnologías generan energía.

<sup>4</sup> A inicios del año 2025, previo al apagón del sistema eléctrico en la Península Ibérica del 28 de abril, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) presentó un análisis sobre el control de la tensión en el sistema. La creciente penetración de las energías renovables intermitentes ha generado un mayor aporte de energía reactiva al sistema, y la baja demanda ha reducido el transporte de energía activa a través de las redes, por lo que se ha tenido una menor absorción de energía activa. Esta combinación ha generado un aumento en la tensión del sistema, por lo que la CNMC advierte de que el sistema ha perdido margen de maniobra ante situaciones excepcionales, y se puede correr el riesgo de tener apagones en el sistema (Esteller, 2025).

mejor interconectados (los mercados eléctricos más grandes y bien interconectados requieren, en teoría, menos flexibilidad adicional)<sup>5</sup> y a recursos más flexibles tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda.

En tercer y último lugar, aunque la electrificación de la demanda implicará probablemente desbloquear capacidad flexible para el sistema en términos de respuesta de la demanda (i. e., capacidad de los consumidores domésticos de incrementar o reducir su demanda o cambiar la hora en que consumen electricidad, junto con el potencial de flexibilidad del sector industrial asociado a la electrificación del calor, al uso de almacenamiento térmico y a otras fuentes potenciales de flexibilidad ligadas a nuevos vectores energéticos y nuevas tecnologías), la electrificación del sector de edificios, especialmente, y de la industria implicará probablemente que la demanda de electricidad sea más variable y difícil de pronosticar (Paridari & Nordström, 2020; Plaum et al., 2022), al ser más dependiente del clima, por un lado, y al incrementarse la complejidad de la gestión de los consumos (p. ej., por la capacidad de los agentes de almacenar energía eléctrica y de actuar como consumidores o generadores, en función del contexto de mercado), por otro. A su vez, el cambio climático puede aumentar la variabilidad de la demanda, así como incrementar la demanda estacional para refrigeración y calefacción (IEA, 2024b).

De esta manera, para continuar garantizando un suministro de electricidad fiable y abordar los desafíos derivados de una capacidad de generación variable y de recursos energéticos distribuidos que continuará creciendo en las próximas décadas, así como al aumento de la electrificación de la demanda sensible a la temperatura, es necesario que los sistemas eléctricos cuenten con los recursos flexibles necesarios para que puedan brindar servicios de flexibilidad al sistema (EEA & ACER, 2023).

### ***Estructura del informe***

Tomando como base estos tres grandes retos en torno a la flexibilidad del sistema eléctrico, este documento se estructura en cuatro secciones adicionales, además de la presente introducción. En la [Sección 2](#) se presenta una revisión del concepto de flexibilidad y se clasifican

---

<sup>5</sup> La Comisión Europea, en la Comunicación Plan de acción para una energía asequible indica que “...Invertir 2.000 millones de EUR al año en redes transfronterizas proporciona 5.000 millones de EUR en beneficios anuales a los ciudadanos. Las inversiones anticipatorias, la excelencia en el rendimiento de los activos y la flexibilidad favorable a la red podrían reducir las necesidades de inversión relacionadas con las redes de distribución en 12 000 millones EUR anuales, lo que representa el 18 % del total de las necesidades de inversión. La priorización de los beneficios regionales o de la UE en los planes nacionales limita las ineficiencias y los costes innecesarios que deben asumir los consumidores. El despliegue de tecnologías de mejora de la red no está generalizado, aunque podrían ampliar la capacidad de la red en un 20-40 % de aquí a 2040 y ahorrar hasta un 35 % en los costes de expansión de la red convencional...” (Comisión Europea, 2025a, p. 17).

los recursos que pueden brindarla, considerando su lugar en la cadena de suministro de electricidad.

Las tecnologías y soluciones de flexibilidad pueden dividirse en dos categorías: las que son un recurso de flexibilidad en sí mismas y las que facilitan dicha flexibilidad. Los recursos de flexibilidad se pueden clasificar en activos de flexibilidad, que incluyen recursos relacionados con la demanda (gestión y respuesta de la demanda residencial, comercial e industrial, recarga de vehículos eléctricos y gestión de bombas de calor), la oferta (generación flexible limpia o baja en carbono) y el almacenamiento (bombeo hidráulico, almacenamiento en baterías, etc.), y en flexibilidad en la operación, que incluye tecnologías o sistemas que permiten operar de manera flexible la red (clasificación de líneas dinámicas o reconfiguración de la red). Por su parte, los facilitadores de la flexibilidad son los mecanismos de mercado, la regulación, la infraestructura física de la red y las interconexiones. Estos recursos de flexibilidad se diferencian según la cantidad de energía que pueden entregar, el tiempo durante el cual pueden hacerlo y la rapidez con la que pueden responder a señales externas.

En la [Sección 3](#) se exponen las necesidades de flexibilidad que puede tener un sistema eléctrico, teniendo en cuenta que estas dependen del horizonte temporal y de las características del sistema. Las necesidades de flexibilidad dependen de cada sistema eléctrico (tamaño, calidad de las redes, ubicación de las energías renovables y otros recursos energéticos distribuidos, recursos naturales disponibles, estructura de la economía, etc.), por lo que es importante evaluarlas en cada territorio para poder tomar decisiones sobre el portafolio óptimo de recursos de flexibilidad y las necesidades de incentivos para que se produzcan las inversiones necesarias y se mantengan los niveles de disponibilidad deseados de los recursos flexibles, dado que no existe una solución única.

En cuanto a las necesidades según el horizonte temporal, los plazos para equilibrar el sistema pueden abarcar desde el muy corto plazo o segundos (i. e., la respuesta en tiempo real), hasta varios meses, según se necesiten para gestionar las diferencias entre la demanda y la generación en distintas estaciones del año (National Grid, 2020b). Así, las necesidades de flexibilidad pueden clasificarse temporalmente según la flexibilidad diaria (diferencias entre la generación, especialmente la solar, y la demanda durante el día y la noche), semanal (diferencias entre la demanda de días laborables y de fines de semana, y las fluctuaciones en la generación eólica) y estacional (patrones climáticos).

Las soluciones de flexibilidad que suplen las necesidades de corto plazo permiten garantizar el funcionamiento seguro del sistema mediante una capacidad de generación suficiente y una operación eficiente de las redes eléctricas y del sistema en su conjunto. A medio plazo, es clave brindar firmeza al sistema mediante el mantenimiento de un margen de reserva adecuado. Y a largo plazo, el reto es garantizar que haya suficiencia en la capacidad instalada para cubrir la demanda futura (Batalla, 2018).

En esta sección también se presentan estimaciones de las necesidades de flexibilidad a nivel del sistema eléctrico europeo y de España. En las estimaciones de EEA & ACER (2023), se espera que las necesidades de flexibilidad para el año 2030 sean el doble de las necesidades del inicio de la década, por lo que es necesario desarrollar un *mix* de recursos de flexibilidad limpios (como la respuesta de la demanda y el almacenamiento) y políticas que soporten su desarrollo y despliegue.

Lo anterior implica evaluar las necesidades de flexibilidad de los sistemas eléctricos en la UE, así como mejorar la coordinación de los planes nacionales de energía y clima (PNIECs) para promover la cooperación entre los Estados miembros. También es necesario crear incentivos para que los consumidores puedan adaptar su demanda y su almacenamiento a las necesidades del sistema. Por ejemplo, es necesario ofrecer las señales de mercado adecuadas para promover la participación de los agentes, así como crear estructuras de inversión que apoyen los recursos de pequeña escala para que puedan participar en el mercado en condiciones acordes con sus características y no con las de grandes fuentes centralizadas de flexibilidad (EEA & ACER, 2023).

La reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo, aprobada en junio de 2024,<sup>6</sup> otorga un rol fundamental en dicho diseño a los mecanismos de capacidad, con el objeto de facilitar las inversiones y la disponibilidad de las instalaciones que ofrecen flexibilidad al sistema. Entre otras medidas, estableció la posibilidad de que los Estados miembros de la UE apliquen sistemas de apoyo a tecnologías de flexibilidad no fósil, incluyendo la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía, con el objetivo de alcanzar los objetivos nacionales indicativos de flexibilidad, siempre que se justifique adecuadamente su necesidad y diseño y teniendo en cuenta que “...los mecanismos de capacidad pueden desempeñar un papel importante a la hora de garantizar la cobertura, en particular durante la transición hacia un sistema sin emisiones de carbono, y para los sistemas energéticos insuficientemente interconectados...”<sup>7</sup> --ver Fernández Gómez (2024)--.

Las tecnologías convencionales que aportan flexibilidad en el corto plazo y facilitan la cobertura de la demanda, como los ciclos combinados de gas natural, también pueden acogerse a mecanismos de capacidad tras la reforma del diseño del mercado, siempre que: (a) su aplicación esté justificada después de evaluar si los recursos del sistema son suficientes para cubrir la demanda y ofrecer la flexibilidad necesaria (i. e., según la metodología *European*

---

<sup>6</sup> Ver el Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943.

<sup>7</sup> Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943, Considerando 49 (página 11/30).

*Resource Adequacy Assessment*, ERAA<sup>8</sup>, aprobada por el regulador ACER), y (b) cumplan con los requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2024/1747 y en las guías para la aprobación de ayudas de Estado<sup>9</sup>. Recientemente, la actualización del marco de ayudas de Estado dentro del Pacto por una industria limpia (*Clean Industrial Deal*) en la Comunicación de 25 de junio de 2025 de la Comisión Europea (conocida como *Clean Industrial Deal State Aid Framework*, CISAF) (Comisión Europea, 2025b) incluye nuevas normas sobre medidas de flexibilidad y mecanismos de capacidad que pueden desarrollarse para integrar las fuentes intermitentes de electricidad renovable (eólica y solar) a partir de un mecanismo de capacidad de referencia (*target model*) descrito en el Anexo I de la Comunicación. El nuevo marco de ayudas de Estado obliga a los Estados miembros a coordinar los mecanismos de capacidad y las medidas para fomentar la flexibilidad no fósil<sup>10</sup>.

En esta línea, en la [Sección 4](#) se identifican diferentes mercados de capacidad que operan actualmente en Europa, con el fin de ofrecer un marco de referencia para evaluar la propuesta de mercado de capacidad publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en España en diciembre de 2024.

Los mercados de capacidad forman parte de los mecanismos de retribución de capacidad (CRM<sup>11</sup>, por sus siglas en inglés), cuyo propósito es garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Para ello, buscan generar señales económicas que fomenten tanto nuevas inversiones como la prolongación o la mejora de la capacidad existente y su disponibilidad operativa.

Los CRM pretenden garantizar que el sistema eléctrico cuente con suficiente capacidad firme, incluidos activos de generación, de almacenamiento y de respuesta de la demanda. Su

---

<sup>8</sup> Ver ENTSO-E (s. f.).

<sup>9</sup> *Climate, Environmental Protection and Energy State Aid Guidelines* (CEEAG), actualizadas por última vez en 2022 (Comisión Europea, 2022).

<sup>10</sup> En particular, la Comunicación de la Comisión Europea C/2025/3602 relativa al marco aplicable a las medidas de ayuda estatal para apoyar el Pacto por una Industria Limpia (Marco de ayudas estatales del Pacto por una Industria Limpia) indica que los mecanismos de capacidad y las medidas de flexibilidad no fósil deberán coordinarse de una de las siguientes maneras para evitar la creación de barreras de mercado y compensaciones excesivas: (a) licitando conjuntamente la capacidad; (b) incluyendo requisitos de flexibilidad no fósil identificados en la evaluación de las necesidades de flexibilidad en sus mecanismos de capacidad, por ejemplo, exigiendo un volumen mínimo de capacidad flexible no fósil que preste servicios de incremento a corto plazo; o (c) que los recursos deban elegir su participación en una única medida (promoción de la flexibilidad o mecanismo de capacidad (Comisión Europea, 2025b)).

<sup>11</sup> Estas siglas no deben confundirse con otros usos habituales del acrónimo CRM, como el referido a las materias primas críticas (*critical raw materials*).

implementación responde a las limitaciones de los mercados *energy only*, como la dificultad de la generación de recuperar todos sus costes, especialmente ante una alta penetración de energías renovables variables.

Existen diferentes tipos de CRM aplicados en Europa y el resto del mundo. Entre 2014 y 2024, seis de los países con mercados de capacidad en Europa (Reino Unido, Francia, Polonia, Italia, Irlanda y Bélgica) ofrecieron pagos por capacidad por un total de 89.600 M€ a casi 1.800 GW de capacidad (Aurora, 2025). El 71 % de esta cantidad se destinó a dar soporte a tecnologías térmicas (nuclear, carbón y gas natural<sup>12</sup>), mientras que el 22 % se destinó a tecnologías limpias flexibles (incluyendo renovables, almacenamiento y respuesta de la demanda). Los pagos por capacidad a las distintas tecnologías y en los distintos países variaron entre 7.000 €/MW y 140.000 €/MW, con un valor promedio de 50.000 €/MW.

Por último, en la [Sección 5](#) se presentan las conclusiones y reflexiones finales del estudio. Entre ellas, destacan las siguientes.

En los próximos años se estima que será necesario realizar nuevas inversiones para incrementar la flexibilidad hasta los niveles requeridos para garantizar un sistema eléctrico resiliente en un entorno de cambio estructural del *mix* de generación y de la penetración de otros recursos energéticos distribuidos, como el almacenamiento o el desarrollo de capacidad de gestión de la demanda.

Para garantizar los niveles de inversión en tecnologías flexibles y la disponibilidad de las instalaciones que ofrecen servicios de flexibilidad, la normativa europea prevé la posibilidad de establecer mecanismos de remuneración de la capacidad, como los mercados de capacidad. Los mercados de capacidad en distintos países europeos generan señales económicas más eficientes para la inversión en tecnologías flexibles y para la disponibilidad de instalaciones, con una mejor capacidad de respuesta, con el fin de alcanzar niveles de cobertura de la demanda y de margen de reserva adecuados.

La situación del sistema eléctrico español, que se enfrenta a riesgos de suministro relacionados con potenciales escenarios con niveles insuficientes de cobertura de la demanda, y, muy especialmente, tras el apagón del 28 de abril de 2024, sugiere la necesidad de garantizar la viabilidad económica de las centrales (como los ciclos combinados) que podrían dejar de operar por obtener insuficientes ingresos en los mercados de energía y servicios complementarios existentes y que son esenciales para garantizar un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico a medida que va avanzando la penetración de energías renovables y otros recursos

---

<sup>12</sup> El gas natural recibió el 49 % del total de los pagos por capacidad, mientras que la tecnología nuclear recibió el 12 %, el carbón un 8 % y otras tecnologías (p. ej., fuelóleo o residuos), un 2 % del total.

energéticos distribuidos. El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado en el sistema eléctrico español.

En España, como se ha mencionado anteriormente, el Gobierno sacó a consulta pública en diciembre de 2024 una propuesta para desarrollar un mercado de capacidad alineado con los diseños de otros mercados europeos. Aunque esta propuesta está alineada con los diseños de mercado existentes en Europa, podrían mejorarse algunos aspectos de la propuesta (como la definición de horas de estrés o el mecanismo de subasta basado en un esquema *pay as bid*), lo que podría introducir riesgos de distorsión e ineficiencia en el funcionamiento del mercado.

Además de acelerar la implementación del mercado de capacidad, resulta relevante asegurar la coordinación del conjunto de medidas orientadas a incrementar la flexibilidad del sistema y la seguridad de suministro, y a reducir barreras al despliegue de los distintos recursos y tecnologías flexibles.

## 2. Revisión de tipos de recursos de flexibilidad

En esta sección se realiza una revisión de la definición de flexibilidad en la literatura académica y gris (ver [Subsección 2.1](#)), de la clasificación de los recursos que puedan brindar esta flexibilidad según diferentes parámetros (ver [Subsección 2.2](#)) y de estos recursos según su lugar en la cadena de suministro de electricidad (ver [Subsección 2.3](#)).

### 2.1. Definición de flexibilidad

Existen diferentes formas de definir la flexibilidad de un sistema eléctrico. En general, se define como la capacidad que tiene un sistema dado para ajustar la generación y la demanda de electricidad y lograr que el sistema esté en equilibrio continuamente, es decir, esencialmente, que la oferta sea igual a la demanda en las distintas escalas temporales relevantes (National Grid, 2020b).

En 2011, la IEA planteó que “...la flexibilidad expresa en qué medida un sistema eléctrico puede modificar la producción o el consumo de electricidad en respuesta a la variabilidad, prevista o no. En otras palabras, expresa la capacidad de un sistema eléctrico de mantener un suministro fiable ante desequilibrios rápidos y grandes, sea cual sea la causa. Se mide en términos de megavatios (MW) disponibles para aumentar o disminuir la potencia, a lo largo del tiempo...” (IEA, 2011).

En el 2024, la IEA definió la flexibilidad como “...la capacidad de un sistema eléctrico para gestionar la variabilidad y la incertidumbre de la oferta y la demanda de forma fiable y rentable en todas las escalas temporales pertinentes...” (IEA, 2024c). Por su parte, European Commission et al. (2019) definen la flexibilidad como “...la capacidad del sistema eléctrico para hacer frente a la variabilidad de la demanda residual en todo momento...”. ACER (2024a) sugiere que la flexibilidad es “...la capacidad de los recursos energéticos y los consumidores para cambiar o ajustar su consumo o producción en respuesta a las señales de precios o para ayudar a los operadores del sistema a resolver desequilibrios o congestiones de la red...”.

A nivel de la UE, EEA & ACER (2023) se refieren a la flexibilidad como “...la capacidad de la red eléctrica interconectada de la UE para gestionar, con todos sus recursos conectados, la variabilidad y la incertidumbre de los patrones de generación y consumo de electricidad en los plazos pertinentes...”.

Sin embargo, en la literatura académica, Degefa et al. (2021) plantean que no existe una única definición de flexibilidad que permita caracterizar de manera consistente todos los posibles recursos de flexibilidad. Por ende, el estudio propone una taxonomía para clasificar estos recursos, así como una definición de flexibilidad que tenga en cuenta los siguientes alcances:

- (i) tipo de recurso de flexibilidad: recursos relevantes desde el lado del usuario de la red (demanda, generación, almacenamiento) y desde la red (red de transporte, distribución y operación);
- (ii) duración de la activación de la provisión de flexibilidad: cuál es límite en la duración que puede prestar el recurso (por ejemplo, desde un segundo hasta horas);
- (iii) si su activación responde a un incentivo: es decir, recursos que pueden responder de forma proactiva ante señales externas.

Las definiciones presentadas anteriormente carecen de alguno o varios de los alcances planteados por los autores. Por ejemplo, en la definición de la IEA (2024b), el alcance (i) no está claro, pues no se mencionan los tipos de recursos; el alcance (ii) se refleja en la mención a todas las escalas temporales pertinentes; sin embargo, no se especifica la duración; mientras que el alcance (iii) no está incluido en la definición. Por otro lado, la definición de la IEA (2011) es muy general y más alineada con la de seguridad energética.

Degefa et al. (2021) revisan la literatura académica (y de instituciones como CIGRE, Eurelectric, EPRI, ENTSO-E o CEER, por ejemplo)<sup>13</sup> sobre el concepto de flexibilidad y lo definen teniendo en cuenta los tres alcances, como "...la capacidad del funcionamiento del sistema eléctrico, los activos del sistema eléctrico, las cargas (o demandas), los activos de almacenamiento de energía y los generadores, para cambiar o modificar su funcionamiento rutinario durante un tiempo limitado, y responder a señales externas de solicitud de servicio, sin inducir interrupciones imprevistas...". Así, cualquier recurso que tenga esta habilidad se considera un recurso de flexibilidad para el sistema.

En este sentido, algunos términos suelen confundirse con la flexibilidad. La eficiencia energética no se considera flexibilidad, aunque sí permite disminuir la demanda de electricidad. Este estudio tampoco considera el deslastre de cargas (*load shedding*) como un recurso de flexibilidad, pues genera una interrupción en la operación, al igual que el vertido de renovables.

En definitiva, el concepto de flexibilidad hace referencia, de una manera general, a la capacidad de respuesta de distintos recursos y activos energéticos en respuesta a señales externas ante contingencias de distinta naturaleza que generan interrupción en la operación de los sistemas eléctricos (por desequilibrios entre la oferta y la demanda), y en los distintos horizontes temporales (desde el tiempo real hasta el medio y largo plazo), con enfoque especial en el tiempo real (respuesta desde milisegundos a pocos segundos), el muy corto plazo (desde unos

---

<sup>13</sup> Entre los artículos académicos donde se define el concepto de flexibilidad, se menciona a Holttinen et al. (2013), Heussen et al. (2013), Drysdale et al. (2015), Zhao et al. (2016) o Hsieh & Anderson (2017).

pocos segundos hasta unas pocas horas) y el corto plazo (entre unas pocas horas y unos pocos días), horizontes en los que pueden materializarse interrupciones operativas que den lugar a problemas graves en la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

## 2.2. Tipología de los recursos de flexibilidad

Los recursos de flexibilidad pueden clasificarse de diferentes maneras: por sus características técnicas y económicas; por si son de oferta, de demanda o de ambos; por su rol en el sistema eléctrico; o en función de otras variables o dimensiones, como el tiempo o la duración de la respuesta.

### 2.2.1. Según sus características técnicas y económicas

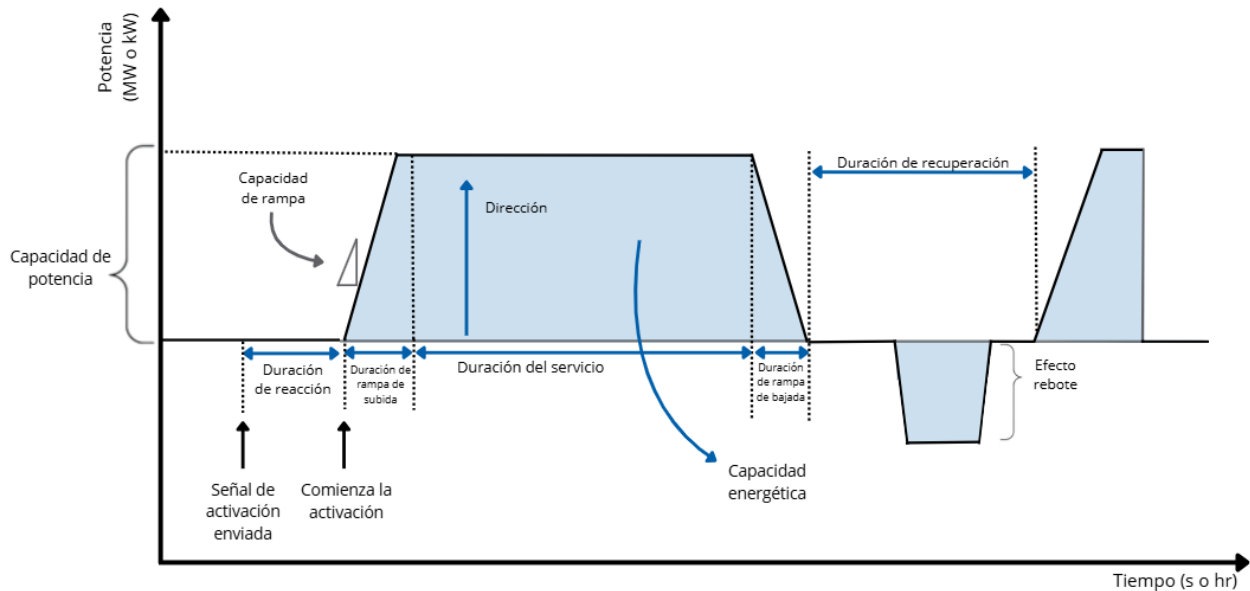
De acuerdo con Degefa et al. (2021), por ejemplo, los aspectos técnicos que caracterizan los recursos de flexibilidad están relacionados con variables:

- (i) cuantitativas: dirección de la respuesta (a subir o bajar generación o consumo), capacidad o potencia (MW), capacidad de rampa (MW/min), capacidad en términos de energía útil, duración del servicio (horas de provisión de una potencia dada) o de la rampa, tiempo de respuesta, efecto rebote<sup>14</sup>, tiempo total de recuperación del recurso desde la finalización de una activación de la flexibilidad hasta el momento en que está listo para la siguiente activación, etc. (ver [Figura 2.1](#));
- (ii) cualitativas: ubicación, propiedad y titularidad del recurso, predecibilidad, credibilidad (confianza del operador del sistema u otros agentes en la respuesta del recurso); y
- (iii) de control del recurso: directo (mediante tecnologías de control) o indirecto (mediante señales de precios).

---

<sup>14</sup> El efecto rebote se refiere a la situación (en términos de potencia) del recurso una vez finalizada la activación de la flexibilidad.

**Figura 2.1** Parámetros cuantitativos que caracterizan los recursos de flexibilidad



Fuente: traducido de Degefa et al. (2021).

Las características económicas, por otro lado, tienen que ver con los conceptos de coste habituales:

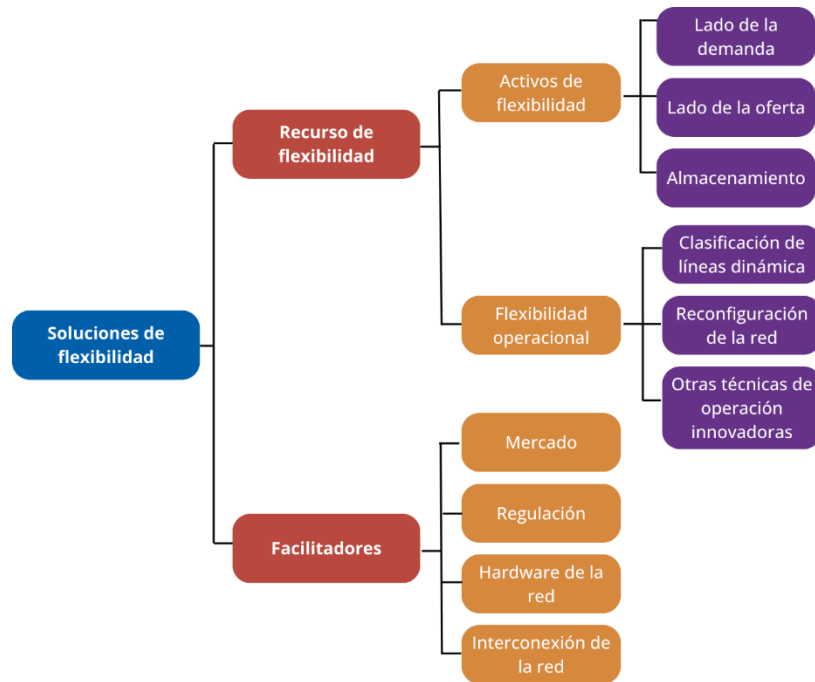
- (i) CAPEX: costes de inversión relacionados con el despliegue del recurso o su flexibilidad (p. ej., tecnologías de control y comunicación, baterías, etc.); y
- (ii) OPEX: costes de operación relacionados con la activación del servicio, costes adicionales por uso en ciclos del recurso, costes de penalización por incumplimiento, etc.

### 2.2.2. Según su rol en el sistema eléctrico

Degefa et al. (2021) también categorizan los recursos de flexibilidad según su rol en el sistema eléctrico (ver Figura 2.2):

- (i) fuentes o recursos que ofrecen flexibilidad: activos por el lado de la demanda, oferta, almacenamiento o la operación de la red; y
- (ii) facilitadores de la flexibilidad: el mercado, la red física (y sus niveles de interconexión) y la regulación.

**Figura 2.2 Recursos de flexibilidad según rol en el sistema eléctrico**

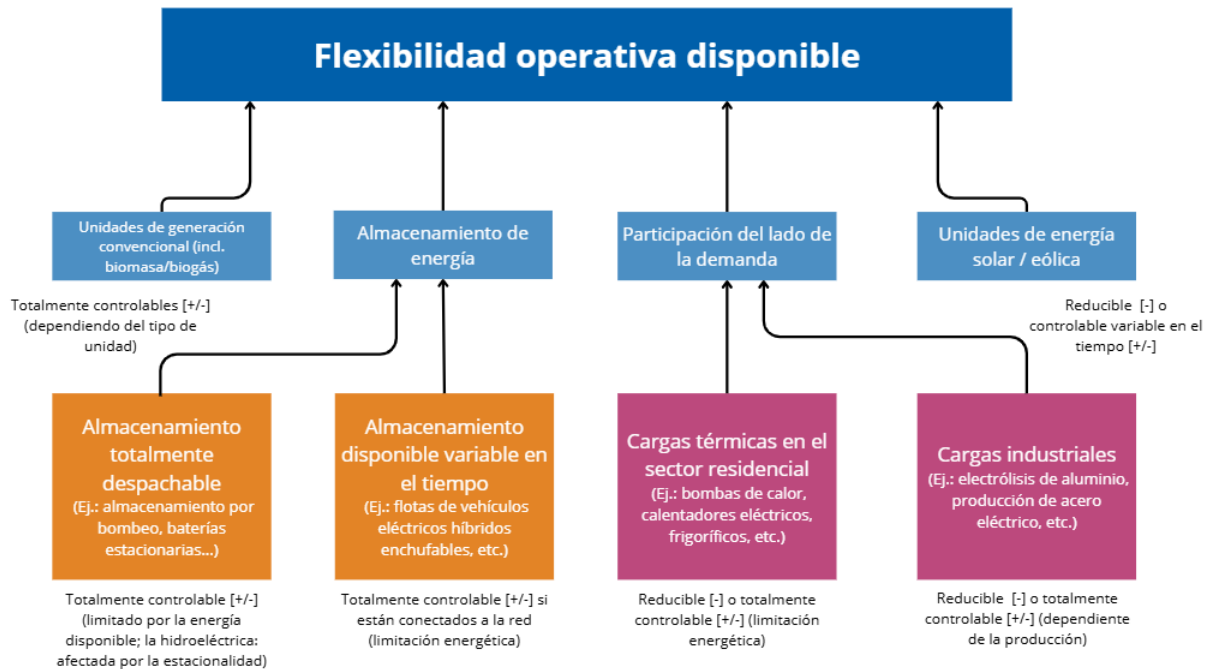


Fuente: adaptado y traducido de Degefa et al. (2021).

En una línea similar, Ulbig & Andersson (2015) clasifican los activos que ofrecen flexibilidad operativa (ver Figura 2.3) en (a) centrales de generación térmicas convencionales despachables, incluyendo las instalaciones de biomasa; (b) almacenamiento, incluyendo las tecnologías despachables (centrales hidráulicas con capacidad de embalse, centrales de bombeo, baterías estacionarias o almacenamiento de energía en aire comprimido, CAES) y otras posibles vías de almacenamiento, como las baterías de vehículos eléctricos; (c) la respuesta de la demanda de los sectores residencial, comercias e industrial; e (d) instalaciones de energía eólica o solar.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Aunque estas tecnologías son, a priori, no gestionables, pueden contribuir a la flexibilidad del sistema mediante desconexiones o modulación de las cargas (especialmente en instalaciones híbridas de energía renovable y almacenamiento) y mediante la provisión de algunos servicios auxiliares (p. ej., inercia sintética) con la ayuda de inversores avanzados. Olson et al. (2014), Chen et al. (2017) y Cruz et al. (2018) ofrecen argumentos a favor de considerar las desconexiones y la modulación de la generación variable intermitente como una fuente de flexibilidad. Otros autores, como Degefa et al. (2021), consideran que las desconexiones de generación renovable intermitente deben interpretarse como una interrupción de la operación normal de estos activos, por lo que no las incluyen como fuente de flexibilidad.

Figura 2.3 Activos que ofrecen flexibilidad operativa



Fuente: traducido de Ulbig & Andersson (2015).

El estudio de Degefa et al. (2021) también clasifica los recursos según su lugar en la cadena de suministro (ver [Subsección 2.3](#) para un análisis más detallado de los recursos de flexibilidad según esta clasificación):

- (i) recursos de oferta: tecnologías cuyos niveles de generación se pueden modificar en respuesta a señales externas;
- (ii) recursos de demanda: recursos que permitan afectar los patrones y magnitudes del consumo final de electricidad;
- (iii) red de transporte y distribución: recursos que facilitan la reconfiguración de la red, en tiempo real, para optimizar el flujo de energía, digitalización y automatización, ajustar la capacidad de las líneas de manera dinámica según las condiciones, interconexiones transfronterizas y a gran escala, redes malladas, etc.; y
- (iv) otras fuentes de flexibilidad: sistemas de almacenamiento, diseño de mercado y regulación, etc.

### 2.2.3. Según los sectores involucrados

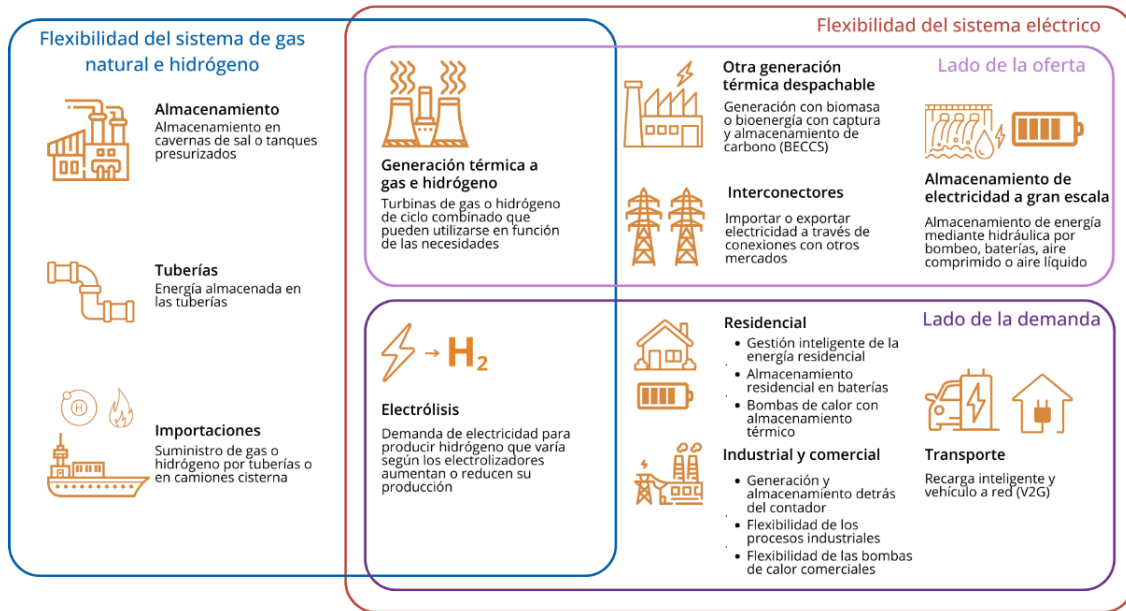
Por otro lado, resulta relevante considerar la integración del sistema eléctrico con otros sectores, como el del calor, el transporte (en vehículos eléctricos) y el del hidrógeno, para identificar oportunidades de gestionar excesos en la generación de VRE o en instalaciones no despachables, y optimizar la flexibilidad de las distintas tecnologías y vectores energéticos entre los sistemas energéticos. La gestión activa de los procesos de generación de calor, de las baterías de los vehículos eléctricos (con su capacidad potencial para inyectar energía en la red o gestionar sus cargas en el tiempo) o de los electrolizadores puede ofrecer nuevas fuentes de flexibilidad para el sistema eléctrico (IRENA, 2018).

Buhl et al. (2021) realizan una revisión de fuentes de flexibilidad en el sector industrial, identificando la integración entre sectores (*sector coupling*) como una vía con gran potencial para incrementar la eficiencia del sistema energético en su conjunto, aprovechando los procesos de transformación de la energía y la relación entre la electricidad y otros vectores energéticos y formas de energía. En particular, identifican las siguientes fuentes de flexibilidad:

- *power-to-mobility*, a través de la recarga de baterías o de la utilización de tecnologías vehículo-red (*Vehicle-to-Grid*, V2G) (ver la sección 2.3.2);
- *power-to-heat*, o utilización de energía eléctrica para producir calor (o agua caliente), ya sea mediante bombas de calor o calderas de electrodos;
- *power-to-CH<sub>4</sub>* (metanación), o producción de metano a partir de electricidad y CO<sub>2</sub> (o biometano, si la electricidad y el CO<sub>2</sub> provienen de procesos renovables), con una eficiencia superior al 80 % en el proceso de transformación;
- *power-to-H<sub>2</sub>* (electrolisis), con tasas de eficiencia superiores al 70 % (electrolisis alcalina) y el 65 % (electrolisis PEM, con membrana de polímeros).

En la [Figura 2.4](#) se presentan los recursos de flexibilidad en todo el sistema de energía, diferenciando entre los del sistema eléctrico y los del sistema de gas natural e hidrógeno (National Grid, 2020b). En la intersección entre los dos sistemas se sitúan recursos de flexibilidad, como las plantas tradicionales de generación térmica, por un lado, y la demanda de electricidad para producir hidrógeno mediante electrolisis (y, potencialmente, otros procesos *power-to-x*, como los mencionados en el párrafo anterior), por otro.

**Figura 2.4 Recursos de flexibilidad en los sistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno**



Fuente: traducido de National Grid (2020b).

### 2.2.4. Según el tiempo y la duración de la respuesta

Otros estudios clasifican los recursos de flexibilidad según la rapidez y/o la duración de su respuesta. Alizadeh et al. (2016), por ejemplo, presentan una clasificación cronológica de los recursos (y herramientas) de flexibilidad en función del momento en que se producen los impactos sobre el sistema (muy corto plazo, corto plazo, medio plazo y largo plazo) (ver [Tabla 2.1](#)).

**Tabla 2.1** Clasificación de recursos y herramientas de flexibilidad según el momento del impacto

Largo plazo	Medio plazo	Corto plazo	Muy corto plazo
<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifas de acceso a las redes</li> <li>Expansión y actualización de las redes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrales térmicas</li> <li>Centrales no térmicas</li> <li>Sistemas de almacenamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Palas eólicas con capacidad de modulación de la velocidad de rotación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Respuesta a huecos de tensión (<i>low-voltage ride-through</i>)</li> <li>Control de la energía reactiva</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refuerzo (<i>rewiring</i>) de líneas de transporte</li> <li>• Líneas de alta tensión de corriente continua</li> <li>• FACTS (Flexible alternating current transmission systems)</li> <li>• Limitadores de corriente (SFCL)</li> <li>• WAMS (Wide-area management systems)</li> <li>• Supervisión de la temperatura de las líneas</li> <li>• Reglas de mercado y tarifas que tienen en cuenta el clima</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemas de gestión de la demanda</li> <li>• Mercados líquidos de corto plazo (<i>day-ahead, hour-ahead</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Despacho geográfico</li> <li>• Reservas de regulación (<i>regulation reserves</i>)</li> <li>• Servicios de seguimiento de la demanda (<i>load following</i>)</li> <li>• Respuesta de la demanda</li> <li>• Consolidación de áreas de balance en entidades de mayor tamaño</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Información SCADA (Supervisory control and data acquisition)</li> <li>• Control de tensión</li> <li>• Control de rampas</li> <li>• Control del nivel de generación</li> <li>• Controles basados en electrónica de potencia</li> <li>• Modelización dinámica de energía renovable de carácter intermitente</li> </ul>
---	--	---	---

Fuente: adaptado de Alizadeh et al. (2016).

## 2.2.5. Según otras dimensiones o variables

Por último, diversos autores (Degefa et al., 2021; Eid et al., 2016) identifican otras dimensiones que también permiten clasificar los recursos de flexibilidad, según:

- (i) los incentivos ofrecidos al recurso: precios por unidad o incentivos, que pueden ser fijos o cambiantes en el tiempo;
- (ii) su disponibilidad: pueden ser recursos potenciales (como la respuesta de la demanda) o recursos que están listos para usarse en tiempo real (p. ej., recursos que aportan inercia y reserva rodante al sistema, etc.) o en el muy corto plazo (p. ej., recursos que prestan servicios auxiliares o complementarios<sup>16</sup> como la reserva secundaria o terciaria o la gestión de desvíos);

<sup>16</sup> En el sistema español, por ejemplo, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, indica que "...se entiende por servicios

- (iii) las distintas necesidades de flexibilidad: para aportar potencia (*power*) o energía y lograr el equilibrio a corto, medio y largo plazo entre la generación y la demanda, o para mantener los niveles de tensión, la frecuencia o los niveles de inercia en el sistema dentro de los límites predefinidos, etc.;
- (iv) el actor que activa la flexibilidad: operador del sistema de distribución (*distribution system operator*, DSO), operador del sistema de transporte (*transmission system operator*, TSO) o partes comerciales como agregadores;
- (v) los servicios<sup>17</sup> que ofrecen: servicios de equilibrio<sup>17</sup> de producción y consumo, gestión de la congestión de la red o servicios para garantizar la estabilidad de la frecuencia de onda y la tensión del sistema;
- (vi) la dirección de la respuesta (en el caso de DER): una sola dirección (p. ej., consumo doméstico regulable de dispositivos como lavavajillas, calentadores eléctricos, etc.), mientras que otros ofrecen bidireccionalidad, ya que pueden producir o consumir electricidad (p. ej., vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento);
- (vii) recursos de potencia y de energía: los primeros se caracterizan por aportar potencia en el muy corto plazo, pero no son capaces de mantener el nivel por períodos largos de tiempo, por lo que son más adecuados para ofrecer flexibilidad en el corto plazo, mientras que los recursos de energía se caracterizan por aportar mayores volúmenes de energía, manteniendo el nivel de potencia por un período de tiempo más largo y por ende, son más adecuados para el mediano y largo plazo para responder a desequilibrios entre la oferta y la demanda.

---

complementarios aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio...". Entre los servicios de regulación (o ajuste entre demanda y producción) se incluyen los servicios de regulación primaria, secundaria, terciaria y gestión de desvíos (ahora, reserva de sustitución). Los servicios de control de tensión, por su parte, incluyen la gestión de la potencia inductiva y de la energía reactiva. La reposición del servicio incluye diversos servicios y protocolos, como los de arranque en negro (*black start*) y los asociados a la reenergización, resincronización o restablecimiento de la frecuencia. Otros servicios auxiliares que contribuyen a garantizar la seguridad y calidad del servicio son los servicios de interrumpibilidad, los servicios de gestión activa de la demanda, los servicios de respuesta frente a huecos de tensión u otros servicios de ajuste de los programas de producción y consumo (p. ej., resolución de restricciones y congestiones, etc.) (ver Red Eléctrica, s. f.).

<sup>17</sup> Eid et al. (2016) definen un servicio de flexibilidad como un ajuste de potencia sostenido en un momento dado durante una duración determinada desde una ubicación específica de la red. Los servicios de flexibilidad pueden caracterizarse por los siguientes atributos: dirección, composición eléctrica en potencia; características temporales definidas por su hora de inicio, duración y base de ubicación.

En resumen, existen múltiples variables que permiten caracterizar y clasificar los recursos de flexibilidad en función de sus características técnicas (velocidad de respuesta, disponibilidad, tecnología, capacidad bidireccional, etc.) y económicas, su rol en el sistema eléctrico, su ubicación en la cadena de valor del suministro eléctrico, el actor que demanda o activa los servicios de flexibilidad o el objetivo de los servicios de flexibilidad (p. ej., aportar potencia, energía o prestar otros servicios relacionados con la tensión o la resolución de desvíos o restricciones, por ejemplo).

## 2.3. Recursos de flexibilidad según su ubicación en la cadena de suministro

En esta sección se estudian los recursos de flexibilidad siguiendo la clasificación según su lugar en la cadena de suministro (ver el [Anexo 1](#) para un resumen de los recursos presentados, la duración aproximada de la flexibilidad que pueden prestar y su nivel de madurez tecnológica (*technology readiness level*, TRL)).

IEA (2011) plantea un marco de análisis que clasifica los recursos de flexibilidad en cuatro tipos principales ([Figura 2.5](#)): (a) centrales despachables; (b) gestión y respuesta de la demanda; (c) sistemas de almacenamiento; y (d) redes eléctricas e interconexión con sistemas adyacentes para el intercambio de electricidad.

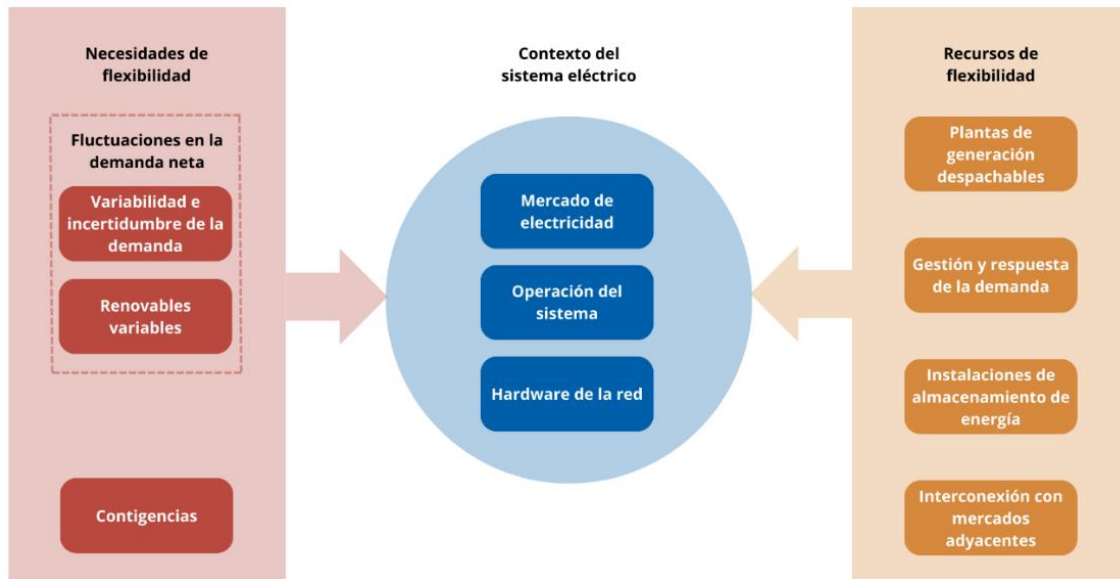
En el lado de la oferta se incluye la generación flexible o despachable (plantas térmicas, de gas natural o de biomasa, por ejemplo). En el lado de la demanda se ubican la gestión y la respuesta de la demanda residencial e industrial, así como la demanda de energía eléctrica para producir hidrógeno. Las interconexiones y el almacenamiento son recursos flexibles. Las primeras permiten exportar o importar energía de otros sistemas adyacentes. Las distintas alternativas de almacenamiento (a gran y a pequeña escala, con tecnologías como el bombeo y las baterías), por otro lado, permiten generar o demandar electricidad según el contexto concreto.

Por otro lado, las necesidades de flexibilidad (parte izquierda de la [Figura 2.5](#)) están determinadas por las fluctuaciones de la demanda neta (o residual), que es igual a la demanda total menos la generación con renovables variables (generación eólica, solar e hidráulica fluyente), y por las posibles contingencias en los distintos plazos temporales (desde el tiempo real hasta el medio y largo plazo). Así, las necesidades de flexibilidad dependen de la variabilidad e incertidumbre de la demanda y de la generación con renovables variables, que, a su vez, dependen del comportamiento de variables climáticas (i. e., niveles de irradiancia, velocidad del viento, niveles de precipitación y temperatura, etc.).

Por su parte, la cantidad de recursos disponibles para equilibrar el sistema, facilitando la actuación de los recursos de flexibilidad para hacer frente a las necesidades de flexibilidad, está

determinada por el contexto del sistema eléctrico y por variables como las redes físicas de transporte y distribución, la operación del sistema y las redes o el diseño y la estructura del mercado.

**Figura 2.5 Recursos y necesidades de flexibilidad**



Fuente: traducido de IEA (2011).

En las siguientes subsecciones, revisamos las cuatro principales fuentes de flexibilidad en un sistema eléctrico, de acuerdo con la clasificación de la IEA mencionada al inicio de esta sección (IEA, 2011).

### 2.3.1. Generación flexible

Las distintas tecnologías de generación flexible pueden ofrecer un conjunto muy variado de servicios de flexibilidad, que pueden clasificarse, de manera genérica, en servicios auxiliares o complementarios y en servicios de seguimiento de la demanda (*load following*).

#### Servicios complementarios y respuesta en el corto y muy corto plazo

Dentro de esta categoría, se incluye un amplio abanico de potenciales servicios auxiliares de apoyo a la operación del sistema y a la estabilidad y calidad del suministro eléctrico que pueden prestar las centrales de generación flexibles en función de distintas variables (Tabla 2.2) y en horizontes temporales que van desde los milisegundos hasta horas o, incluso, días (Figura 2.6) (Degefa et al., 2021).

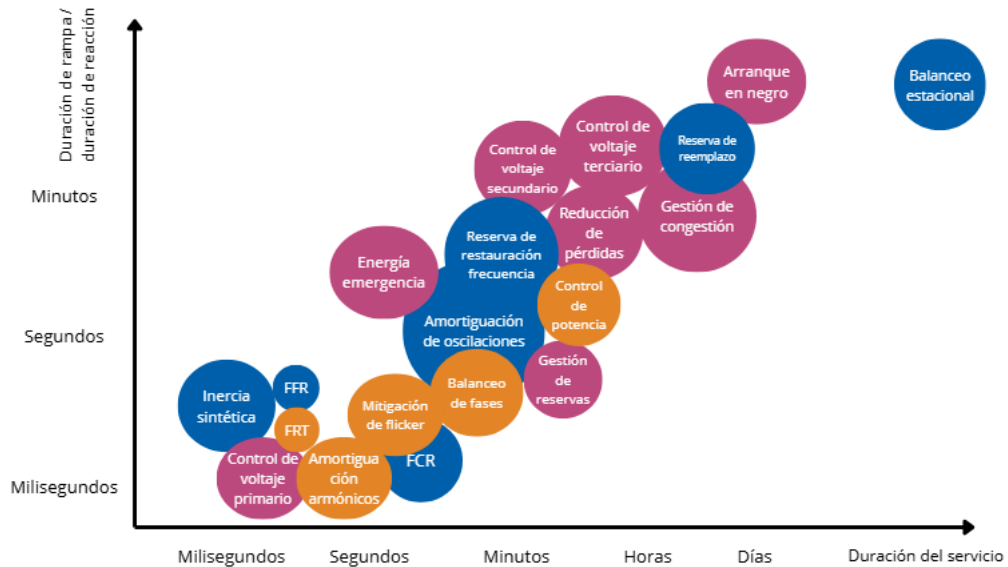
Entre estos servicios cabe señalar, por ejemplo, la provisión de inercia, servicios relacionados con la frecuencia, servicios de reposición de reserva, de control de rampas, de gestión de restricciones, servicios de regulación (primaria, secundaria, terciaria), servicios de estabilidad y calidad de la onda, y servicios relacionados con la respuesta ante contingencias graves (energía de respaldo en emergencias o *black start*).

**Tabla 2.2** Caracterización de distintos servicios complementarios

	Dirección	Capacidad de potencia	Duración del rampado	Duración del servicio	Tiempo de reacción	Efecto rebote	Duración de recuperación	Eficiencia	Pérdida de energía	Vida útil del calendario	Número de usos	Ubicación	Relevancia DSO/TSO
Inercia sintética													T
Reserva rápida de frecuencia													T
Reserva de contención de frecuencia													T
Reserva de restauración de frecuencia													T
Reserva de reemplazo													T
Margen/Rampa de control													D/T
Capacidad de soportar fallos													D/T
Gestión de la congestión													D/T
Control primario de voltaje													D/T
Control secundario de voltaje													D/T
Control terciario de voltaje													D/T
Balaceo de fase													D
Amortiguación de armónicos													D
Mitigación del flicker													D
Amortiguación de oscilaciones del sistema eléctrico													T
Reducción de pérdidas eléctricas													D/T
Control del factor de potencia													D
Energía de emergencia													D/T
Capacidad de arranque en negro													D/T

Fuente: Degefa et al. (2021).

**Figura 2.6** Tiempo de respuesta y duración de los distintos servicios de flexibilidad



*Nota: FCR se refiere a reserva primaria de frecuencia (frequency containment reserve), FRR a reserva secundaria de frecuencia (frequency restoration reserve) y FRT a capacidad de soporte ante fallos (fault ride through).*

*Fuente: traducido de Degefo et al. (2021).*

En teoría, todas las tecnologías de generación están capacitadas para prestar alguno, varios o muchos de los servicios auxiliares que aparecen en la [Tabla 2.2](#). Las centrales despachables (térmicas, como los ciclos combinados de gas natural, o hidráulicas, con capacidad de embalse o de bombeo) están capacitadas para prestar una gran parte de los servicios auxiliares, desde la inercia que ofrecen por estar conectadas de manera síncrona al sistema eléctrico a los servicios de regulación (primaria, secundaria y terciaria), la gestión de la energía reactiva o (en el caso de determinadas centrales hidráulicas, por ejemplo), la capacidad de arranque en negro o reenergización de las redes en caso caída del sistema.

Incluso las tecnologías consideradas menos flexibles, como la nuclear o las instalaciones de energía renovable (eólica y fotovoltaica), pueden contribuir al sistema con algunos de los servicios de flexibilidad indicados en la [Tabla 2.2](#). Las centrales nucleares aportan inercia síncrona al sistema y tienen cierta capacidad de modulación de su potencia, incluso en el muy corto plazo (Jenkins et al., 2018).

Las instalaciones de energía eólica y fotovoltaica, a su vez, pueden, en teoría, implementar diversas estrategias de control de la generación –si cuentan con los dispositivos adecuados, como inversores avanzados, etc.— para ofrecer diversos servicios complementarios, incluyendo servicios de regulación o, incluso, de provisión de inercia (sintética) y control de tensión (Chen et al., 2017; Dvorkin et al., 2015; Fang et al., 2021; Hansen, 2021; IEA PVPS, 2021).

### Seguimiento de la demanda (load following)

El seguimiento de la demanda (o *load following*) en horizontes temporales que van desde el corto plazo (unas pocas horas, más allá de los tiempos de respuesta de las centrales que prestan servicios complementarios) hasta el medio y largo plazo ha sido tradicionalmente llevado a cabo, desde el lado de la generación, mediante las centrales despachables, como las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (fuelóleo, carbón o gas natural) y las centrales hidráulicas con capacidad de embalse, todas ellas tecnologías con una alta capacidad de modulación de sus niveles de generación y con una respuesta rápida ante requerimientos del sistema.

Sin embargo, los cambios que están teniendo lugar en los sistemas eléctricos en todo el mundo (y también en Europa) generan nuevos retos asociados al seguimiento adecuado —desde el lado de la generación— de los niveles de demanda neta (de la aportación de las tecnologías de generación no despachables o intermitentes, como la energía eólica o fotovoltaica).

Aunque en el 2022, la mayor parte de la flexibilidad en Europa provino de plantas térmicas e hidráulicas, según los cálculos de IEA (2024b), para alcanzar la meta de cero emisiones netas en el 2050, en esta década el factor de capacidad de las centrales térmicas disminuirá y solo se utilizarán para momentos poco frecuentes en los que la generación con renovables sea muy baja por largos periodos de tiempo. Además, se espera que las centrales de ciclo combinado brinden flexibilidad al sistema mediante la producción de energía eléctrica a partir de gas natural con captura, uso y almacenamiento de carbono (*carbon capture, utilization and storage*, CCUS), o bien produciendo electricidad con hidrógeno (National Grid, 2020a).

La generación de electricidad con biomasa constituye otra fuente de generación térmica despachable, por lo que puede ofrecer flexibilidad al sistema (Tafarte et al., 2017). Este tipo de plantas utiliza como insumos residuos forestales y agrícolas para producir electricidad. Dado que estos insumos provienen de plantas y árboles que absorben carbono en su ciclo de vida, al utilizarse estos residuos en la generación, se considera que el proceso no tiene emisiones netas. Además, la bioenergía puede combinarse con la captura y el almacenamiento de carbono (BECCS) para alcanzar emisiones negativas (National Grid, 2020a).

Las centrales nucleares también pueden ofrecer cierta flexibilidad en su operación. Los diseños basados en reactores de agua a presión (*pressurized water reactors*, PWR), por ejemplo, pueden ofrecer, según el diseño, rampas de entre el 2,0 % y el 5,2 % de la potencia nominal por minuto sin comprometer su seguridad. En la práctica, las rampas habituales son de aproximadamente 0,5 % de la potencia por minuto, aunque las especificaciones de este tipo de centrales indican

una capacidad de seguimiento de la demanda de hasta 17 %-20 % de la potencia nominal en una hora (EPRI, 2018; Jenkins et al., 2018; OECD & Nuclear Energy Agency, 2011).

Las nuevas generaciones de reactores nucleares de menor tamaño (SMR, *small modular reactors*) incorporan diseños que, en teoría, favorecerán la prestación de servicios asociados a la modulación de la generación de las instalaciones (Alhadhrami et al., 2023; Zhang & Jiang, 2024). Por otro lado, aunque la generación eólica y solar no son despachables, se pueden reducir las necesidades de flexibilidad derivadas de su despliegue y, por ende, integrar este tipo de instalaciones de forma más sencilla en el sistema. Esto se puede lograr, por ejemplo, utilizando tecnologías que den lugar a una producción con menor variabilidad, como los paneles fotovoltaicos orientados este-oeste, que distribuyen mejor la generación a lo largo del día y reducen las puntas de generación al mediodía, o turbinas eólicas con mayor relación diámetro/capacidad, que pueden producir más electricidad con velocidades de viento bajas<sup>18</sup> (European Commission et al., 2019).

### 2.3.2. Gestión y respuesta de la demanda

En contextos de creciente penetración de energías renovables de carácter no gestionable y de diversos tipos de recursos energéticos distribuidos, la flexibilidad de la demanda se presenta como una herramienta clave para el desarrollo de sistemas eléctricos seguros y resilientes, complementando el almacenamiento y las redes de transporte y distribución. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos han ajustado la generación en los distintos horizontes temporales a la demanda (ver la sección anterior). En sistemas con un mayor peso de energías renovables intermitentes y de recursos distribuidos, que pueden generar flujos bidireccionales en las redes, la demanda puede responder activamente a las necesidades del sistema. La respuesta de la demanda puede ayudar al sistema generando impacto en distintos horizontes

---

<sup>18</sup> También se puede promover el despliegue de un *mix* de diferentes tipos de renovables para aprovechar sus complementariedades tecnológicas (perfiles de generación con diferentes tiempos de punta y valle). Esto da como resultado generación de energía renovable menos variable que en escenarios en los que domina una sola tecnología. Por ejemplo, se ha encontrado que en algunos países la mayor energía solar e hidroeléctrica durante el verano se complementa con menores niveles de viento, y, por ende, menor generación con energía eólica (IEA, 2024b). De hecho, la combinación entre energía solar y eólica puede disminuir la variación en la generación renovable en el corto plazo en hasta un 30 % (EEA & ACER, 2023).

Además, en los casos que sea posible, mover el suministro eléctrico cerca de la demanda también puede disminuir las necesidades de flexibilidad, pues la generación de electricidad con recursos distribuidos puede tener menor presión sobre la red (menor congestión y pérdidas) (EEA & ACER, 2023).

temporales para resolver desequilibrios o reducir el riesgo para la seguridad y calidad del suministro eléctrico. Esto puede implicar, por ejemplo, desplazar parte del consumo en horas punta a otros momentos, mediante herramientas como la carga inteligente de vehículos eléctricos (VEs) o la gestión activa del almacenamiento distribuido (ETC, 2025).

La flexibilidad de la demanda puede definirse como la capacidad de modificar el consumo de electricidad en respuesta a señales de precio u otros incentivos, ayudando al sistema eléctrico a resolver desequilibrios entre oferta y demanda en distintos momentos del tiempo.

Según la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, la respuesta de la demanda (RD) se define como "...el cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales como respuesta a las señales del mercado, incluidos aquellos en respuesta a los precios cronovariantes de la electricidad o los pagos de incentivos (RD implícita), o como respuesta a la aceptación de la oferta de los clientes finales para vender una reducción o un incremento de la demanda a un precio en un mercado organizado, bien individualmente o mediante agregación (RD explícita)...".

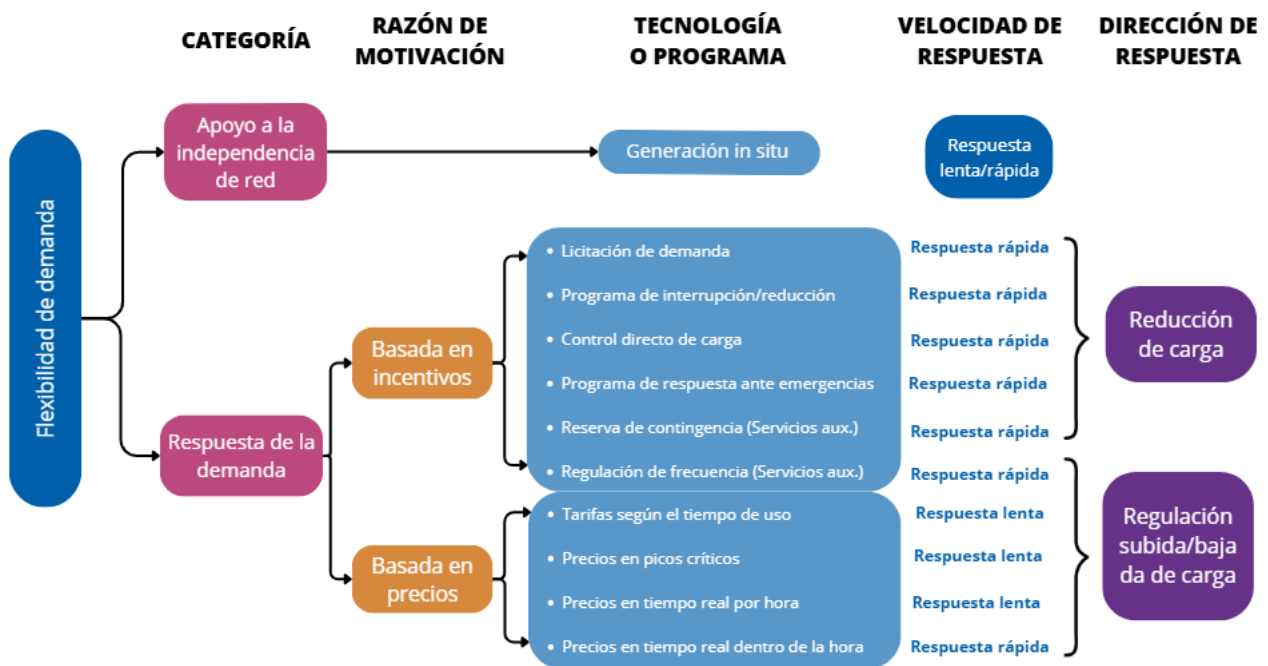
Así, la RD que dependa de las señales de mercado debería favorecer el incremento del consumo durante períodos de precios bajos, o cuando se tiene exceso de generación con renovables variables, y su disminución cuando los precios sean altos, o cuando se tiene déficit en la generación con VRE (EEA & ACER, 2023). La creciente volatilidad de los precios de la electricidad, producto de una mayor penetración de las VRE y de una mayor dependencia de la demanda de las condiciones climáticas, hace que la RD sea cada vez más viable y rentable para los agentes/sectores que puedan brindarla (ACER, 2024a).

Existen diversas estrategias de flexibilidad de demanda como:

- (i) el desplazamiento de cargas (*load shifting* en inglés), que es la capacidad de modificar el perfil horario de uso de electricidad;
- (ii) el deslastre de cargas (*load shedding* en inglés), que es la capacidad de reducir el consumo eléctrico en un período de tiempo corto y generalmente con poco tiempo de preaviso; y
- (iii) la gestión óptima del almacenamiento distribuido, que es la capacidad de almacenar exceso de energía (electricidad o calor) durante períodos de baja demanda (o exceso de generación) y, en algunos casos, inyectarla a la red durante períodos de alta demanda (o escasez de generación) (ETC, 2025).

Tang et al. (2021) clasifican las distintas fuentes de flexibilidad de la demanda en servicios de apoyo a la red (mediante la gestión de los sistemas de autoconsumo<sup>19</sup>) y respuesta de la demanda (mediante modificaciones en los patrones de consumo) (Figura 2.7), caracterizándolas según el tipo de motivación (incentivos o precios de mercado), la tecnología concreta, la velocidad de respuesta y la dirección de la respuesta (incremento o reducción de la demanda).

**Figura 2.7 Fuentes de flexibilidad en el lado de la demanda**



Fuente: traducido de Tang et al. (2021).

Según ETC (2025), la principal fuente de demanda flexible provendrá de los sectores de edificios, transporte e industria. Se estima que en 2050 un tercio de la demanda global puede ser flexible (i. e., puede ofrecer servicios de flexibilidad), lo cual es el equivalente al consumo actual. Además, dado que el sector industrial en la UE se encuentra actualmente más digitalizado que el residencial, tiene hoy un mayor potencial para ofrecer flexibilidad (ACER, 2024a).

<sup>19</sup> Incrementar el autoconsumo reduce la demanda de energía de la red y, por tanto, puede considerarse una herramienta de gestión de la demanda desde el punto de vista del sistema.

El sector de edificios puede ofrecer flexibilidad mediante la gestión inteligente de los sistemas energéticos con contadores inteligentes y controles automatizados. Se pueden utilizar distintos dispositivos y sistemas para gestionar la flexibilidad, como los electrodomésticos inteligentes, la iluminación automatizada, las bombas de calor reversibles, los tanques de agua para almacenamiento de calor, la generación en sistemas de autoconsumo, los sistemas de almacenamiento detrás del contador (térmicos o eléctricos) o los sistemas de climatización (refrigeración y/o generación de calor).

Tang et al. (2021) analizan la capacidad de respuesta de la demanda de edificios inteligentes de última generación, identificando servicios de flexibilidad de corto y muy corto plazo que clasifican en respuesta rápida, regulación moderada, interrupción/recorte de la demanda (*load shedding*), desplazamiento de la demanda (*load shifting*) y cobertura de la demanda (*load covering*) (Tabla 2.3).

**Tabla 2.3** Tipos de servicios de flexibilidad que pueden prestar los edificios inteligentes

Servicio de mercado	Velocidad de respuesta	Duración de la respuesta	Dirección de la respuesta	Tipo de flexibilidad
Control de frecuencia	Rápida (segundos)	Continua	Subir / bajar	Respuesta rápida (kW)
Precios en tiempo real (5-15 mins.)	Rápida (5 a 15 mins.)	Continua	Subir / bajar	Regulación moderada (kWh)
Reserva de contingencia; RD convencional basada en incentivos	Rápida (minutos)	Entre minutos y horas	Reducción de la demanda	<i>Load shedding</i> (kW)
Precios horarios (día anterior); precios dinámicos; precios críticos en las puntas	Lenta (una hora)	Continua	Subir / bajar	<i>Load shifting</i> (kWh)
Apoyo a la red	--	Continua	Reducción de la demanda	<i>Load covering</i> (kWh)

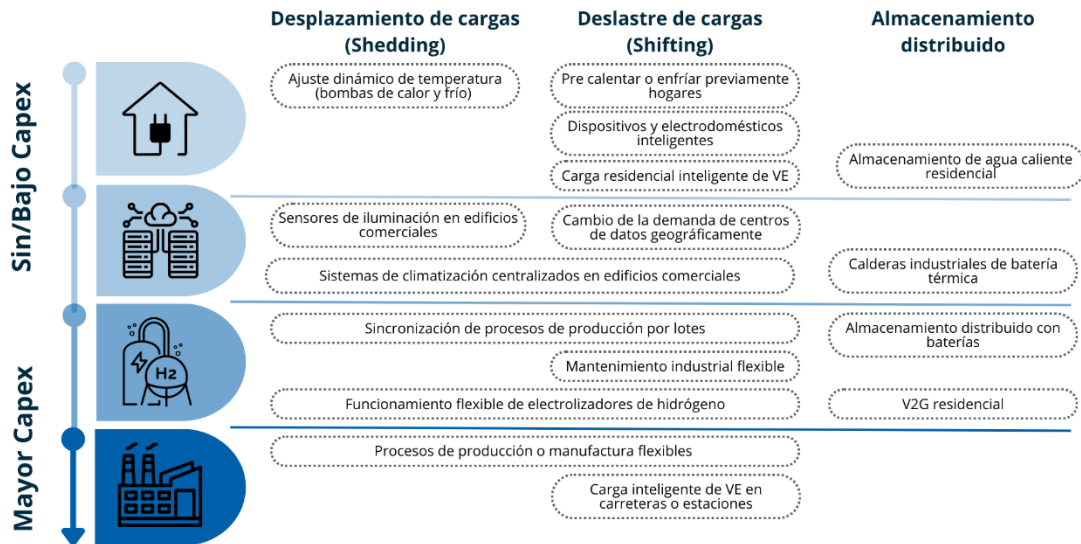
Fuente: adaptado de Tang et al. (2021).

El sector industrial puede utilizar distintas fuentes de flexibilidad para optimizar sus procesos y aumentar la eficiencia e incluso prestar servicios al sistema eléctrico. Entre ellas, pueden mencionarse los procesos industriales flexibles, como la producción por lotes, la gestión dinámica de instalaciones de autoconsumo, la electrificación de procesos de generación o de uso de calor industrial (Rosenow et al., 2025), el deslastre o desplazamiento de cargas (*load shedding* o *load shifting*) o la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis.

Buhl et al. (2021) clasifican estas fuentes de flexibilidad en instalaciones industriales en dos grupos: medidas organizativas y medidas técnicas. Entre las primeras se incluyen desde la reorganización de turnos y tiempos de descanso del personal hasta la adaptación de la secuencia de procesamiento de órdenes de producción (teniendo en cuenta el consumo de electricidad), el ajuste de la planificación de la capacidad y la producción o la reasignación de recursos energéticos entre dispositivos o máquinas para optimizar los consumos de energía. Entre las medidas técnicas se incluyen ajustes dinámicos de los procesos productivos (que pueden implicar *load shedding* o *load shifting*, cambios de combustible, etc.) utilizando la flexibilidad que aportan las herramientas digitales, las soluciones de almacenamiento de energía (con distintas tecnologías, incluyendo almacenamiento electroquímico o térmico), los sistemas de autoconsumo, etc.

El sector del transporte, por otra parte, puede ofrecer flexibilidad a través de la gestión de la demanda mediante soluciones de recarga inteligente de vehículos eléctricos (IRENA, 2019) y tecnologías V2G para inyectar energía eléctrica a la red desde las baterías eléctricas, que se enfrentan a diversas barreras tecnológicas, regulatorias e institucionales para su desarrollo e integración en el sistema eléctrico (Gonzalez Venegas et al., 2021; Van Eijk et al., 2025). Muchas de estas soluciones de flexibilidad tienen costes relativamente bajos o no implican inversiones adicionales significativas, como la gestión eficiente de la climatización en edificios bien aislados o los sistemas de carga inteligente de VEs. Las inversiones en automatización pueden contribuir a escalar estas soluciones, beneficiando tanto a los consumidores, con tarifas más bajas, como al sistema, con una mejor gestión de la oferta y la demanda. Por otra parte, algunas soluciones requieren de inversiones de mayor calado (en equipamientos, digitalización, etc.) como la tecnología V2G, los sistemas de autoconsumo, el almacenamiento electroquímico o térmico a gran escala o los sistemas de gestión inteligentes en edificios (ETC, 2025). La [Figura 2.8](#) resume las principales diferentes opciones de flexibilidad que pueden brindar los sectores residenciales, comerciales, industriales y del transporte, teniendo en cuenta el nivel de inversión (CAPEX) necesario para cada una.

**Figura 2.8 Opciones de demanda flexible**



Fuente: adaptado y traducido de ETC (2025).

Es importante mencionar que, en muchos casos, la flexibilidad que puede aportar cada agente en los diferentes sectores es relativamente baja. En estas situaciones, la posibilidad de agregar simultáneamente capacidades de respuesta de la demanda de muchos agentes puede tener un impacto significativo en el sistema. De ahí la creciente relevancia del papel de actores como los agregadores de demanda o soluciones innovadoras de provisión de servicios de suministro de energía<sup>20</sup> como herramientas de coordinación de los agentes individuales para suministrar la flexibilidad al sistema (National Grid, 2020a).

Por su parte, el rol que tendrá la flexibilidad de la demanda en los sistemas energéticos de los Estados miembros de la UE depende de múltiples factores, entre los que se incluyen la estructura de la industria local, el despliegue de los vehículos eléctricos y de los contadores inteligentes (requeridos para enviar señales de precios a los sectores residenciales y comerciales) (European Commission et al., 2019), la regulación (p. ej., capacidad para que los DSOs y TSOs contraten flexibilidad) y las estructuras de precios en los mercados (p. ej., tarifas por tiempo de uso, precios en tiempo real, señales de precios en el mercado al por mayor) para promover la participación de los agentes, o la digitalización de las redes de distribución, para

<sup>20</sup> Por ejemplo, las centrales eléctricas virtuales (*virtual power plants*, VPP) pueden prestar servicios de flexibilidad por su capacidad de agregar y controlar los DER (IEA, 2024d).

una coordinación óptima entre DSOs y TSOs y entre el proveedor de flexibilidad y el usuario final<sup>21</sup> (ACER, 2024a; ETC, 2025).

### 2.3.3. Almacenamiento

En la sección anterior (2.3.2) se incluyó el almacenamiento distribuido como una estrategia para ofrecer flexibilidad al sistema a través de la gestión dinámica de la demanda (p. ej., facilitando el *load shedding* o *load shifting*). En esta sección se hace más énfasis en soluciones de almacenamiento que puedan tanto demandar como ofertar electricidad al sistema. Estas soluciones suelen ser de gran escala, ya que algunas de las opciones de almacenamiento distribuido son unidireccionales y solo pueden consumir electricidad y no inyectarla de vuelta a la red.

Los sistemas de almacenamiento incluyen diferentes tecnologías para convertir electricidad en otras fuentes de energía y/o almacenarla para usos futuros. Siguiendo a Degefa et al. (2021)<sup>22</sup>, estos sistemas se pueden dividir en:

- *almacenamiento autónomo estacionario*: bombeo hidráulico, células de flujo redox, almacenamiento de energía magnética superconductora, volantes de inercia, almacenamiento electroquímico (sistemas de almacenamiento con baterías o BESS, por sus siglas en inglés), sistemas de almacenamiento de aire comprimido, hidrógeno almacenado u otros combustibles y almacenamiento térmico (*power-to-x*)<sup>23</sup> (Figura 2.9);

---

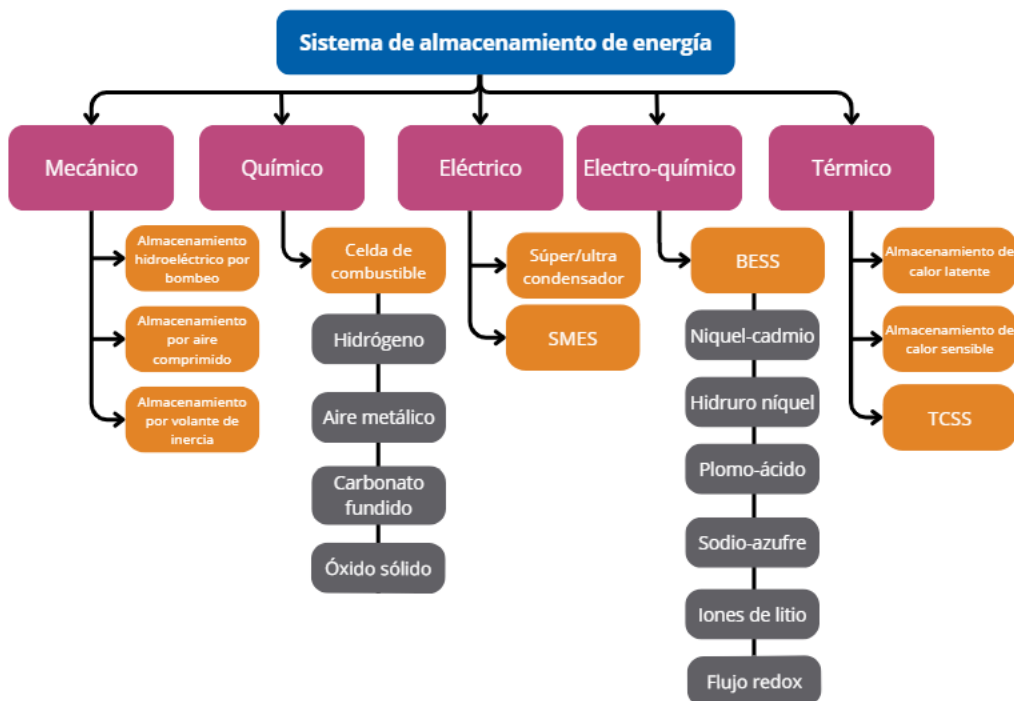
<sup>21</sup> En esta línea, en marzo de 2025, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, por sus siglas en inglés) presentó a la Comisión Europea una propuesta de un nuevo código de red sobre la respuesta de la demanda. Esta propuesta busca que los recursos de RD, como consumidores, proveedores de almacenamiento y generación distribuida, puedan participar en los mercados al por mayor de electricidad para proveer flexibilidad al sistema. De esta manera, se busca que los agentes más pequeños puedan tener acceso al mercado al estandarizar la medición de la RD, para así garantizar consistencia y equidad para todos los participantes (ACER, 2025a).

<sup>22</sup> Ver también Fernández Gómez & Álvaro Hermana (2019).

<sup>23</sup> Se refiere al proceso de convertir la electricidad generada con VRE en diferentes portadores de energía para su uso en otros sectores o para reconvertir a electricidad posteriormente. Se incluyen procesos de conversión de energía eléctrica a hidrógeno (*power-to-hydrogen*), a gas metanizado o a gas natural sintético (*power-to-gas*) o a calor (*power-to-heat*) (Alexopoulos et al., 2021). Ver la sección 2.2.3.

- almacenamiento estacionario con generación o soluciones híbridas: baterías integradas en instalaciones fotovoltaicas o eólicas, energía solar concentrada (*concentrated solar power*, CSP)<sup>24</sup>, bombeo mixto;
- almacenamiento móvil o relacionado con el sector de transporte: condensadores avanzados, hidrógeno almacenado y transportado, soluciones relacionadas con el vehículo eléctrico como V2G, G2V (red-vehículo o *Grid-to-Vehicle*)<sup>25</sup> y VfG (vehículo para la red o *Vehicle-for-Grid*)<sup>26</sup>, buque eléctrico (transbordador, etc.).

Figura 2.9 Clasificación de sistemas de almacenamiento



Nota: SMES se refiere al almacenamiento magnético de energía superconductor (*superconducting magnetic energy storage*) y TCSS al almacenamiento de energía termoquímico por sorción (*thermo-chemical sorption storage*).

Fuente: traducido de Rana et al. (2023).

<sup>24</sup> Este tipo de sistema híbrido, que combina diferentes tecnologías, permite responder de manera eficiente ante los excesos y déficits de generación con VRE, haciendo uso de patrones apropiados de carga y descarga, la transformación entre diversos vectores energéticos (calor o hidrógeno verde) o la participación en el comercio de electricidad (EEA & ACER, 2023).

<sup>25</sup> Se refiere a al flujo de electricidad desde la red eléctrica al vehículo.

<sup>26</sup> Se refiere al uso del VE como recurso de la red, no solo para carga y descarga, sino también para proveer servicios auxiliares o complementarios.

Al igual que la respuesta de la demanda, el almacenamiento puede generar valor a partir de las variaciones en los precios de la electricidad por la mayor penetración de renovables, puesto que se crean oportunidades de arbitraje para almacenar electricidad cuando los precios están bajos (p. ej., en situaciones de exceso de VRE en las horas centrales del día, con niveles relativamente bajos de demanda) y ofertar la electricidad almacenada cuando los precios están altos (p. ej., si hay déficit de VRE o escasez relativa de generación en momentos de demanda elevada) (ACER, 2024a).

Esto es posible porque muchas tecnologías y soluciones de almacenamiento pueden responder rápidamente ante las señales de mercado (activación rápida entre segundos a minutos). Además, pueden utilizarse en diferentes ubicaciones y con distintas escalas. Así, su viabilidad y rentabilidad económica dependen de la frecuencia de activación y de los diferenciales de precio. Sin embargo, en la mayoría de los casos de uso se cuenta con una duración limitada de los potenciales servicios de flexibilidad (ver [Anexo 1](#)), que depende, por ejemplo, de la capacidad de la batería (National Grid, 2020a).

La duración del tiempo de descarga de las tecnologías de almacenamiento (relación energía-capacidad) define el tipo de respuesta de flexibilidad que pueden ofrecer. Una unidad con almacenamiento de corta duración, por ejemplo, puede ofrecer respuestas en horizontes de minutos a unas pocas horas, contribuyendo a cubrir períodos de alta demanda o a proveer servicios de estabilidad al sistema, como regulación de frecuencia y tensión, la gestión de congestiones y el arranque en negro (*black start*)<sup>27</sup>. Las unidades con almacenamiento de larga duración, con tiempos de respuesta mayores (llegando incluso a meses), pueden contribuir a equilibrar el sistema en períodos de tiempo mayores como las centrales de bombeo o el hidrógeno<sup>28</sup> (European Commission et al., 2019; National Grid, 2020a).

### 2.3.4. Interconexiones y redes eléctricas

Tal y como se expuso en la [Subsección 2.2](#), las redes de transporte y distribución cumplen dos funciones: por un lado, permiten que los recursos de flexibilidad, tanto del lado de la oferta como de la demanda, aporten la flexibilidad que el sistema necesite; por otro lado, actúan como recursos de flexibilidad en sí mismos cuando son gestionados de manera flexible.

---

<sup>27</sup> No obstante, no está claro que todas las instalaciones de almacenamiento puedan proporcionar todos los servicios; por ejemplo, está por ver en qué situaciones las baterías pueden ofrecer arranque en negro.

<sup>28</sup> Se espera que la electrólisis se determine principalmente por la disponibilidad de generación de electricidad con renovables, es decir, en casos de exceso de VRE y donde, sin la demanda para la producción de hidrógeno, esta electricidad debería verse. Por tanto, se espera que la producción de hidrógeno verde no incremente las necesidades de flexibilidad del sistema (National Grid, 2020a).

En relación con su función como facilitadoras de flexibilidad, debe señalarse el rol esencial de la inversión en *hardware* o activos físicos para las redes de transporte o distribución para conectar los recursos de flexibilidad con las partes del sistema que los requieran. En este contexto, resulta de vital importancia la interconexión entre diferentes sistemas eléctricos, puesto que los sistemas interconectados mediante infraestructuras de transporte transfronterizas permiten maximizar el potencial que puedan tener los recursos de flexibilidad a nivel local (EEA & ACER, 2023).

En esta línea, la Comisión Europea ha identificado los interconectores entre Estados miembros como infraestructuras esenciales para el completo desarrollo del mercado interno de energía europeo y para alcanzar las metas climáticas y energéticas. Esto se debe a que permiten aprovechar las complementariedades geográficas entre sistemas, tanto en el *mix* de generación como en los perfiles de demanda<sup>29</sup>. De hecho, se espera que para 2030, los interconectores cubran entre el 15 % y el 33 % de las necesidades de flexibilidad mensuales en la UE (EEA & ACER, 2023).

Las interconexiones favorecen el comercio de electricidad transfronterizo, por lo que permiten exportar electricidad cuando en un sistema hay exceso de generación con VRE, aprovechando que los perfiles de generación eólica suelen no tener una alta correlación entre países, a diferencia de los perfiles de generación solar. Sin embargo, durante el año 2023, los intercambios entre zonas en la UE se mantuvieron estables con respecto a 2022 y siguen existiendo períodos en los que una zona presenta precios muy bajos o negativos, mientras que otra zona adyacente registra precios altos (ACER, 2024a), lo que sugiere potencial para incrementar el nivel de interconexión entre sistemas eléctricos limítrofes<sup>30</sup>.

Una planificación y optimización conjunta de la red en la UE facilitaría una integración más eficiente de la energía renovable, fomentando que los países con condiciones climáticas favorables que generen más electricidad de la que necesitan puedan exportar el excedente, contribuyendo así a mitigar las variaciones y desequilibrios estacionales y semanales en los distintos sistemas eléctricos (ACER, 2024a; European Commission et al., 2019).

---

<sup>29</sup> En abril de 2025, el mecanismo Connecting Europe Facility (CEF) Energy lanzó una convocatoria para propuestas de Proyectos de Interés Común (PCI) y de Proyectos de Interés Mutuo (PMI) que desarrollen infraestructuras energéticas transfronterizas en la UE. La convocatoria cuenta con un presupuesto de 600 millones de euros y cierra en septiembre de 2025. Está enfocada en redes de electricidad, redes inteligentes, redes de CO<sub>2</sub>, hidrógeno y electrolizadores y generación eólica *offshore* (European Commission, 2025b).

<sup>30</sup> En 2023, la península Ibérica tenía un nivel de interconexión con el sistema eléctrico europeo que representaba solo el 2,8 % de su potencia instalada, un valor muy inferior al objetivo de la Comisión Europea de alcanzar el 15 % para cada país en el horizonte de 2030 (REDEIA, 2023).

Además, la interconexión entre sistemas eléctricos permite aprovechar que, aunque en promedio la demanda de electricidad en Europa es mayor durante el invierno que en otras estaciones debido al uso de energía eléctrica para calefacción, los perfiles estacionales de los países difieren según su ubicación y sus condiciones climáticas. Así, los países del Mediterráneo experimentan puntas de demanda durante el verano por necesidades de refrigeración, mientras que los situados hacia el norte del continente las experimentan durante el invierno. Por tanto, la capacidad de transporte transfronteriza disponible es una herramienta clave de flexibilidad estacional para equilibrar estas variaciones y reducir las necesidades de flexibilidad adicional (IEA, 2024c).

La contribución a la flexibilidad mediante una operación eficiente de las redes se basa en la utilización de equipamientos físicos y soluciones de optimización (digitalizadas) y herramientas, con distintos horizontes temporales de intervención e impacto, que permiten modificar la forma en que se operan las redes para adaptarse a las contingencias y gestionar adecuadamente la incertidumbre ligada al funcionamiento del sistema eléctrico.

Entre estas soluciones y herramientas pueden señalarse los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS)<sup>31</sup>, la utilización de corriente continua en líneas de alta tensión (*high voltage direct current*, HVDC), procesos más eficientes de planificación de la expansión de la red de transporte, el control coordinado de la tensión en las redes de transporte y distribución, las funciones de optimización y la reprogramación del sistema eléctrico y la reconfiguración de la red de distribución<sup>32</sup> (Degefa et al., 2021).

Los sistemas FACTS (basados en dispositivos y soluciones de electrónica de potencia) y el uso de HVDC se utilizan en la gestión de la potencia reactiva, el control de la tensión y el control del flujo de potencia para incrementar la capacidad de transporte y el nivel de seguridad y resiliencia en las redes de transporte, haciendo frente a las potenciales distorsiones inducidas por la creciente variabilidad de la generación y la demanda (Li et al., 2018).

---

<sup>31</sup> Ver, por ejemplo, Siemens Energy (s. f.).

<sup>32</sup> En este último punto, vale la pena mencionar que el MITECO aprobó dentro de los cinco proyectos piloto para acelerar la innovación y la flexibilización del sistema eléctrico español (convocatoria de acceso al banco de pruebas regulatorio), el proyecto Soluciones de flexibilidad en redes de distribución (S2F) de 10 distribuidoras eléctricas, el operador del Mercado Ibérico de la Electricidad OMIE, la Universidad de Comillas, y las asociaciones CIDE, ASEME y AELEC. El proyecto propone desplegar 30 pilotos en el territorio español relacionados con mercados locales de flexibilidad y capacidad de acceso flexible (MITECO, 2025a; SMARTGRIDSINFO, 2025).

Los sistemas FACTS facilitan la integración de energías renovables<sup>33</sup>. De hecho, los inversores modernos integrados en las instalaciones de energía renovable intermitente (fotovoltaica, eólica) pueden imitar el comportamiento de la generación rodante, contribuyendo de manera sintética a la inercia del sistema, función que históricamente ha sido llevada a cabo por la generación térmica o nuclear. Trabajando de manera coordinada en el contexto de sistemas FACTS, estos desarrollos tecnológicos permiten contrarrestar la disminución de la inercia en el sistema y las potenciales distorsiones en la frecuencia producto de la mayor generación renovable, que pueden afectar la estabilidad de la onda electromagnética y, por ende, aumentar el riesgo de contingencias operativas que pongan en riesgo la calidad y seguridad del suministro e, incluso, la integridad del sistema en conjunto (Prodanovic & Roldán Pérez, 2025)<sup>34</sup>.

La integración de líneas de transporte con corriente continua (HVDC) en sistemas de corriente alterna, por otra parte, presenta algunos retos (p. ej., interconexiones entre los dos tipos de sistemas de transporte y costes relativamente elevados), pero ofrecen ventajas desde el punto de vista de la flexibilidad, como la posibilidad de interconectar redes asíncronas (o que funcionan con distintas frecuencias), la capacidad de transmitir energía a largas distancias o la flexibilidad operativa (capacidad de controlar los flujos de potencia y su dirección o mejora en la estabilidad de los sistemas de corriente alterna)(National Grid, 2013).

---

<sup>33</sup> En todo caso, conviene tener en cuenta que, en la medida de lo posible, se busca que sea el mercado quien provea este tipo de soluciones.

<sup>34</sup> Una de las conclusiones preliminares del informe de análisis del apagón en el sistema ibérico del 28 de abril de 2025 del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico es que la contingencia operativa pudo deberse al efecto de un amplio conjunto de factores que están relacionados con la flexibilidad que aportan los distintos agentes e infraestructuras en el sistema eléctrico para responder a escenarios operativos desfavorables (MITECO, 2025b). Entre estos factores se incluyen los protocolos de operación del sistema (especialmente, en lo relativo al control de la tensión y la frecuencia y la gestión de las interconexiones), los sistemas y protocolos de protección del sistema eléctrico ante contingencias, la respuesta de los operadores de las redes de transporte y distribución para reconfigurar las redes en situaciones de estrés o la capacidad de control de la tensión, aportación a la inercia del sistema y absorción de energía reactiva por parte de los generadores de las distintas tecnologías. Todo ello pone de manifiesto la relevancia de la coordinación de las distintas fuentes de flexibilidad, incluida la flexibilidad que aportan las redes de transporte y distribución y la operación del sistema como recursos de flexibilidad.

## 3. Sobre las necesidades de flexibilidad

Las necesidades de flexibilidad de cada sistema son diferentes, pues dependen de factores como el *mix* de generación, las características de la demanda industrial, las condiciones climáticas, las posibles sinergias con otros sistemas o mercados, la configuración de las redes, el conjunto de activos de flexibilidad existentes (p. ej., centrales de bombeo, almacenamiento eléctrico, etc.) y los activos y configuraciones en otros sistemas energéticos (p. ej., gas natural, etc.).

En esta sección analizamos las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico en distintos ámbitos (a nivel global, europeo y del sistema eléctrico español).

### 3.1. Marcos para el análisis de la flexibilidad en un sistema

Evaluar y estimar las necesidades de flexibilidad del sistema, y caracterizar los recursos de flexibilidad locales disponibles, para así poder diseñar portafolios óptimos de flexibilidad diseñados a la medida de las especificidades de cada sistema, requiere el desarrollo de marcos de análisis que tengan en cuenta todas las variables que inciden en la resiliencia del sistema y su capacidad de hacer frente a situaciones operativas diversas y a contingencias.

El estudio elaborado por European Commission et al. (2019) propone un marco para determinar las carteras óptimas de activos de flexibilidad en un sistema eléctrico, basado en tres pasos ([Figura 3.1](#)): (1) determinación de las necesidades de flexibilidad en distintos horizontes temporales (horario y subhorario, diario, semanal, anual) a partir del análisis de la demanda residual (ver la siguiente subsección); (2) análisis de las necesidades de flexibilidad locales, teniendo en cuenta el conjunto de activos existente, las tecnologías disponibles y sus parámetros tecno-económicos; y (3) optimización del conjunto de necesidades, teniendo en cuenta todo lo anterior más las interconexiones con sistemas eléctricos adyacentes y las sinergias potenciales entre las inversiones en distintas tecnologías, la operación del sistema, etc.

**Figura 3.1** Marco de análisis de necesidades de flexibilidad recomendado por la Comisión Europea



Fuente: traducido de European Commission et al. (2019), p. 19.

Por otro lado, en 2024, DSO Entity y ENTSO-E abrieron una consulta pública para diseñar una metodología para calcular las necesidades de flexibilidad que cada DSO y TSO presentarán ante el ente regulador respectivo, según lo establecido en el Reglamento (UE) 2024/1747 de la Reforma del Diseño del Mercado Eléctrico, Artículo 19e (ENTSO-E, 2024). En abril de 2025 se publicó una metodología para definir el tipo y el formato de los datos necesarios para que los operadores de sistemas de transporte (TSO) y de distribución (DSO) calculen las necesidades de flexibilidad a nivel nacional (DSO Entity & ENTSO-E, 2025). Esta metodología cubre tres fuentes básicas de necesidades de flexibilidad: (a) necesidades del sistema eléctrico, incluyendo las capacidades de rampa de los distintos activos de generación, almacenamiento y respuesta de la demanda, las necesidades asociadas a la integración de VRE y las necesidades de flexibilidad en el corto plazo; (b) las necesidades de flexibilidad de la red de transporte; y (c) las necesidades de flexibilidad de las redes de distribución.

### 3.1.1. Necesidades de flexibilidad y demanda residual

Para estimar las necesidades de flexibilidad se requiere calcular la demanda residual. La demanda residual es la demanda que deben cubrir las centrales de generación despachables (centrales térmicas e hidráulicas, es decir, todas aquellas incluidas en el conjunto de recursos de flexibilidad descrito en la [Subsección 2.3](#)) y otros recursos energéticos flexibles (almacenamiento, respuesta de la demanda, interconexiones) (European Commission et al., 2019, p. 21). Se calcula restando de la demanda total la generación no despachable (eólica, fotovoltaica, hidráulica fluyente) o sin capacidad de modulación (nuclear).

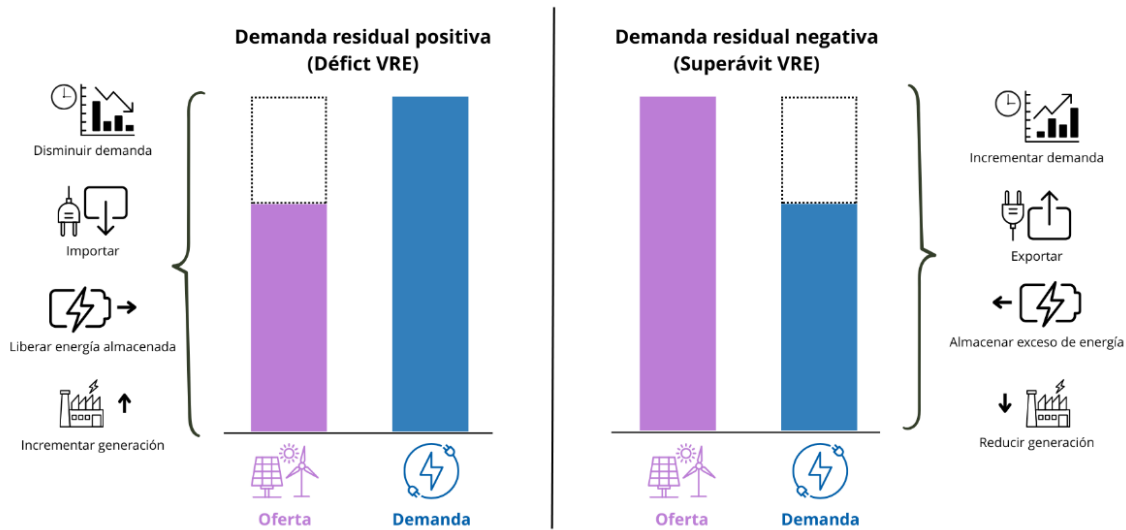
Las necesidades de flexibilidad de un sistema están directamente relacionadas con el volumen de VRE. Al depender de las condiciones climáticas, las VRE no siempre alcanzan a cubrir la demanda del sistema, lo que da lugar a un déficit de VRE o a una demanda residual positiva. En los casos menos frecuentes en los que la oferta de VRE es mayor que la demanda, se presenta un superávit de VRE o una demanda residual negativa (EEA & ACER, 2023). En la [Figura 3.2](#) se ilustran los dos casos, así como cómo se puede satisfacer la demanda residual en ambas situaciones.

Durante los períodos de demanda residual positiva, se requiere disminuir la demanda, importar de mercados adyacentes, inyectar energía almacenada a la red e incrementar la generación mediante tecnologías despachables (hasta el momento, principalmente a partir de plantas térmicas a gas). Durante los períodos de demanda residual negativa, se busca gestionar el exceso de VRE mediante una mayor demanda (gestión de la demanda industrial y residencial o mediante soluciones *power-to-x*), almacenar electricidad y disminuir la generación despachable. En caso de que estas alternativas no sean suficientes, el sistema puede recurrir al vertido de renovables (EEA & ACER, 2023).

En un sistema eléctrico descarbonizado, los déficits o superávits de VRE se deben suplir con fuentes que no dependan de combustibles fósiles, como la generación renovable despachable, el almacenamiento, la respuesta de la demanda y las interconexiones entre mercados. Además, las variaciones en los precios, producto de los déficits (los precios suben) y superávits (los precios bajan hasta incluso hacerse negativos), informan a los agentes del sistema para promover la inversión e innovación en los recursos de flexibilidad.

Según el estudio de EEA & ACER (2023), los déficits de VRE serán clave en la planificación del sistema y no gestionarlos adecuadamente representa un riesgo para la seguridad del suministro. Sin embargo, en la medida en que estas fuentes se incrementan en el *mix* de generación, el déficit anual de VRE en la UE se está reduciendo. Aunque se seguirán teniendo horas del año en las que la generación con VRE es muy baja en relación con la demanda, es crucial incentivar adecuadamente el desarrollo de los diferentes recursos de flexibilidad y los servicios que estos puedan brindar al sistema.

Figura 3.2 Opciones de demanda flexible



Fuente: traducido de EEA & ACER (2023).

Las necesidades de flexibilidad que puede tener un sistema eléctrico pueden analizarse según el horizonte temporal (ver [Subsección 3.1.2](#)) y las características del sistema (ver [Subsección 3.1.3](#)).

### 3.1.2. Necesidades por horizonte temporal

Al depender la VRE de las condiciones climáticas y al incrementarse la demanda sensible a la temperatura, la demanda residual puede presentar mayor volatilidad. Esta variabilidad a su vez depende del horizonte temporal, por lo que existen diferentes necesidades de flexibilidad en función de este (ver [Figura 3.3](#)):

- (i) flexibilidad diaria<sup>35</sup>: diferencia de generación entre el día y la noche (principalmente producto de las fluctuaciones de la generación solar) y los patrones de demanda;
- (ii) flexibilidad semanal: diferencia de demanda entre el día de la semana y el fin de semana y las fluctuaciones de la generación con viento; y
- (iii) flexibilidad estacional: periodos de calefacción-refrigeración y regímenes meteorológicos estacionales (EEA & ACER, 2023).

A su vez, la variabilidad de la demanda residual se utiliza para calcular las necesidades de flexibilidad de los sistemas eléctricos. Se puede calcular de diferentes formas, incluyendo la

<sup>35</sup> En teoría podría hablarse adicionalmente de flexibilidad horaria y flexibilidad subhoraria, causada por las variaciones en tiempo real o en el muy corto plazo de la demanda, por un lado, y de los patrones de generación renovable (principalmente, eólica), por otro.

diferencia entre la demanda residual y su promedio en un período dado, o la diferencia entre la demanda residual en distintos momentos del tiempo (ver [Subsección 3.4](#)).

### Figura 3.3 Patrones de demanda y oferta que afectan las necesidades de flexibilidad temporales



Fuente: traducido de EEA & ACER (2023).

Siguiendo a European Commission et al. (2019), las necesidades de flexibilidad a nivel horario están determinadas principalmente por los desbalances del sistema debido a errores en el pronóstico de la generación de las VRE.

A nivel diario, las necesidades dependen principalmente del porcentaje de energía solar en el *mix* de generación (diferencia de generación entre el día y la noche o el ciclo de generación con energía solar) y la dinámica de la demanda (puntas de demanda por la mañana y la tarde que dependen, entre otros factores, de la estructura de la economía, el despliegue de VE y los hábitos de consumo residenciales).

Las necesidades de flexibilidad semanales dependen sobre todo de la cuota de la energía eólica en el *mix*, de los patrones de viento y de la diferencia entre la demanda en días labores y fines de semana. Mientras que las necesidades estacionales o anuales dependen de la combinación entre los patrones de generación solar y eólica (patrones climáticos estacionales) y de la demanda del sistema (sensibilidad de la demanda a la temperatura y de los períodos de calor y frío).

Así, las necesidades de flexibilidad diarias están sujetas a la mayor variabilidad presente en las VRE en el corto plazo, especialmente la de la energía solar. Mientras que las necesidades a un plazo mayor se pueden suavizar por la complementariedad entre la generación eólica (mayor en el invierno y durante la noche) y solar (mayor en el verano y durante el día), además, de que

en la mayoría de los países la demanda en invierno suele ser mayor que en verano, por las necesidades de calefacción, lo que se complementa con la mayor generación eólica durante esta estación del año (European Commission et al., 2019).

### 3.1.3. Necesidades de flexibilidad según las características del sistema

Las necesidades de flexibilidad de un sistema eléctrico también dependen de sus características físicas específicas, determinadas por los activos existentes, la configuración de la red y las interconexiones con otros sistemas. Cada sistema cuenta con una combinación única de plantas despachables, redes de transporte y distribución de distinta robustez y mercados eléctricos más o menos interconectados, lo que afecta su capacidad para gestionar la variabilidad (IEA, 2011).

Las zonas con una alta penetración de energías renovables variables (especialmente de energía solar) requieren mayor flexibilidad, pero la magnitud del requerimiento puede ser menor si el sistema es amplio y la generación con VRE está distribuida en un territorio geográfico extenso, especialmente si abarca condiciones climáticas diversas que permitan suavizar la generación agregada, pues la producción entre las diferentes plantas estará menos correlacionada entre sí (IEA, 2011). Así, las necesidades de un sistema dado dependen del despliegue de VRE en el territorio abarcado, así como de las ubicaciones disponibles para centrales hidroeléctricas de bombeo y centrales de aire comprimido (European Commission, 2025b).

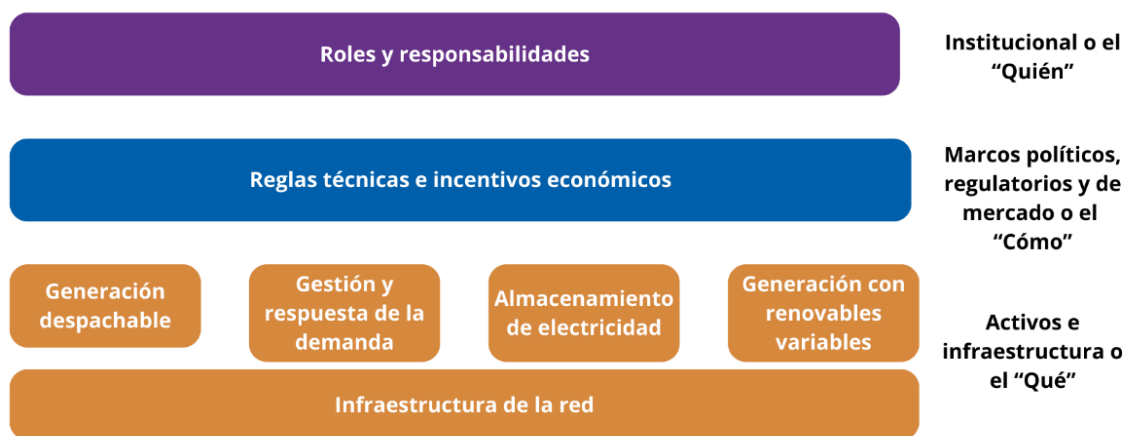
Las necesidades de flexibilidad también dependen del tamaño del área a abastecer, es decir, de los niveles de demanda del sistema y si esta se suaviza en el agregado (áreas muy grandes), así como de la estructura del sector industrial y su posibilidad de participar en programas de respuesta de la demanda, pues ciertos procesos industriales no pueden ser interrumpidos, mientras que los consumos residenciales pueden tener mayor capacidad para responder, pero con volúmenes mucho menores.

Además, la solidez de la red de transporte y distribución es clave para equilibrar la variabilidad, pues una red débil o congestionada puede bloquear los recursos flexibles y aumentar la necesidad de respaldo, así como las interconexiones con otros mercados que permitan las exportaciones e importaciones de electricidad y la coordinación de sus necesidades de balanceo (IEA, 2011).

Sin embargo, no solo son importantes los factores técnicos (recursos de flexibilidad y la infraestructura de la red eléctrica) de un sistema para determinar sus necesidades de flexibilidad, sino que también es crucial cómo se permite a los recursos (disponibles y futuros) prestar servicios de flexibilidad de manera eficiente y resiliente.

En otras palabras, se deben valorar qué servicios son necesarios en el sistema español, definir qué condiciones deben cumplirse y permitir la competencia entre tecnologías para proveer dichos servicios (i. e., marco regulatorio y normativo y el diseño de mercado) (ver [Sección 4](#)). En esta línea, debe existir claridad en los roles de las instituciones y en las responsabilidades de las entidades o agentes que aportan flexibilidad al sistema (ver [Figura 3.4](#)) (Batalla, 2018).

**Figura 3.4** Factores relevantes para la flexibilidad de un sistema eléctrico



Fuente: traducido de IEA (2018).

De esta manera, en el estudio de las necesidades de flexibilidad de los Estados miembros de European Commission et al. (2019), se concluye que no existe una única solución al problema de la flexibilidad en el sistema. Esta depende de las características nacionales y locales de cada Estado miembro.

### 3.2. Necesidades de flexibilidad a escala global

La IEA estima que, en la actualidad, a pesar del incremento de la penetración de las VRE, las variaciones en la demanda siguen siendo el principal determinante de las necesidades de flexibilidad en todas las escalas temporales (muy corto plazo, semanas, estaciones) (IEA, 2024c). En 2030 y 2050, sin embargo, los principales determinantes del crecimiento de las necesidades de flexibilidad serán los incrementos en la capacidad de generación solar y eólica.

En otro estudio, la IEA estima que las necesidades de flexibilidad a corto plazo (en un horizonte de horas a días) se incrementarán en un 30 % de aquí al 2030, siendo el crecimiento de la energía solar el principal determinante de este incremento (IEA, 2024b). Por otro lado, se espera que las necesidades de flexibilidad semanales se incrementen en un 50 %, siendo el crecimiento de la generación eólica el principal inductor de la nueva demanda de flexibilidad.

Los mayores requerimientos de flexibilidad exigen nuevas tecnologías y herramientas. En el horizonte 2030, los escenarios de evolución de los sistemas eléctricos hacia sistemas con cero emisiones netas (en particular, el escenario APS o *announced pledges scenario*)<sup>36</sup> sugieren que la flexibilidad de corto plazo (horas y días) que brindan las plantas térmicas y las hidroeléctricas se verá complementada con la que aportan las baterías y los mecanismos de respuesta de la demanda (IEA, 2024c).

Según estos escenarios, en el largo plazo, en el horizonte 2050, la respuesta de la demanda<sup>37</sup> (especialmente adecuada para responder rápidamente ante señales del sistema, pero con una capacidad de duración limitada a unas cuantas horas --ver el [Anexo 1](#)--), incluida la operación flexible de electrolizadores, será responsable de proveer hasta dos tercios de las necesidades de flexibilidad de corto plazo, mientras que el tercio restante estará a cargo de los sistemas de almacenamiento en baterías BESS (que permiten almacenar los vertidos de electricidad renovable) y las hidroeléctricas (tanto las centrales de generación despachables como las de almacenamiento con capacidad de bombeo).

Por su parte, en los escenarios de la IEA, las plantas térmicas continúan siendo proveedoras de flexibilidad hasta después de 2030, pero, como se mencionó en la [Subsección 2.3.1](#), serán utilizadas principalmente en períodos no muy frecuentes de muy baja generación renovable. En el largo plazo, según estos escenarios, la operación flexible de electrolizadores podría cobrar protagonismo y contribuir a la flexibilidad semanal y estacional en 2050. Las centrales hidroeléctricas también continuarán siendo esenciales en todos los horizontes temporales, aunque su potencial de expansión es limitado (IEA, 2024c). De manera complementaria, la electrificación y la descarbonización del calor industrial podrían ayudar a gestionar la demanda eléctrica según las necesidades del sistema, contribuyendo así a su flexibilidad (Sánchez et al., 2025).

---

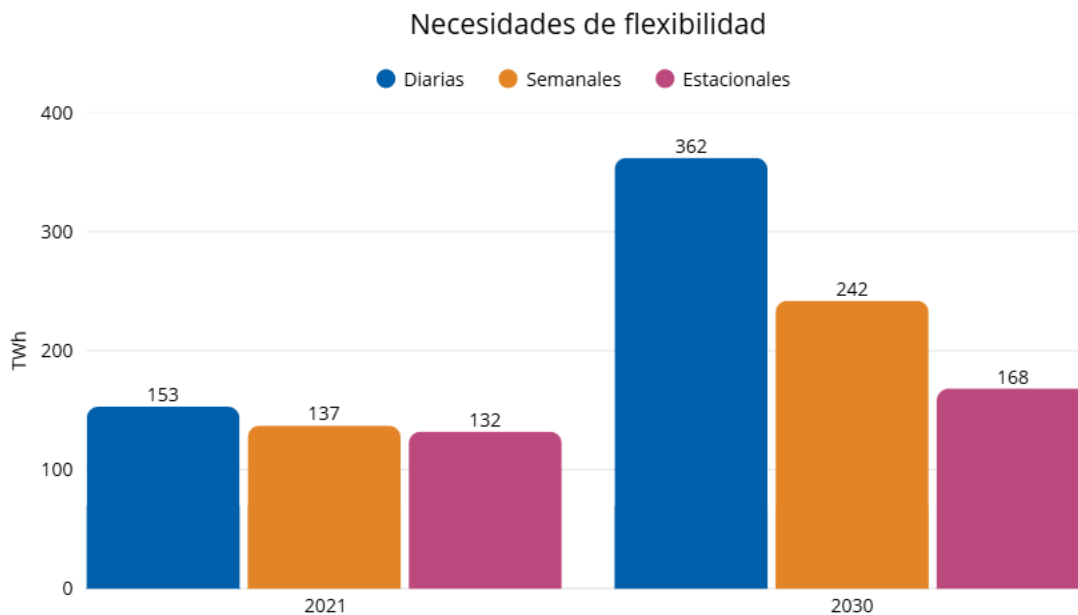
<sup>36</sup> El Escenario de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés) ilustra hasta qué punto las ambiciones y los objetivos anunciados pueden dar lugar a las reducciones de emisiones necesarias para alcanzar las cero emisiones netas en 2050. Incluye todos los compromisos anunciados, incluyendo objetivos de cero emisiones netas o de neutralidad de carbono, independientemente de si estos anuncios se han plasmado en legislación o en compromisos cuantitativos concretos (como las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) de las conferencias de las partes (COP) sobre cambio climático) (IEA, 2024a).

<sup>37</sup> Se espera que el 10 % de la demanda sea gestionable en 2030, alcanzando un 28 % en 2050 (IEA, 2024c).

### 3.3. Necesidades de flexibilidad en Europa

EEA & ACER (2023) estiman que las necesidades de flexibilidad en el ámbito europeo se duplicarán de aquí a 2030, para integrar adecuadamente las renovables variables y gestionar la mayor sensibilidad de la demanda a la temperatura (Gráfico 3.1). En el horizonte 2030, en comparación con los niveles de 2021, la demanda de flexibilidad se incrementará unas 2,4 veces en el nivel diario (pudiendo ser cubierta por la respuesta de la demanda, la integración con otros sectores y las tecnologías de almacenamiento), 1,8 veces a nivel semanal (con cobertura a partir de sistemas de almacenamiento a gran escala) y 1,3 veces a nivel anual o estacional (con un mayor papel de las hidroeléctricas y, si se desarrolla la cadena de valor del hidrógeno, los electrolizadores).

**Gráfico 3.1 Necesidades de flexibilidad en Europa en 2021 y 2030 (TWh)**



Fuente: extraído de EEA & ACER (2023), p. 17.

Las necesidades de flexibilidad varían sustancialmente entre Estados miembros, debido a la composición de su *mix* de generación (European Commission et al., 2019). En concreto, las diferencias se deben al porcentaje de la demanda cubierto con energía solar fotovoltaica. Cuando se parte de un sistema que tiene muy baja generación fotovoltaica comparada con la demanda, un incremento en su generación disminuye las necesidades de flexibilidad, pues hay una alta correlación entre esta generación y la demanda a nivel diario (se suaviza la demanda residual diaria). Sin embargo, en la medida en que la capacidad de generación solar supera

cierto umbral, su mayor penetración en el sistema genera un valle en la demanda residual o, lo que es lo mismo, el efecto de curva de pato (ver [Subsección 3.4](#)). Sistemas eléctricos como el español, con un elevado nivel de penetración de la energía fotovoltaica, requerirán mayores volúmenes de flexibilidad para hacer frente a las variaciones en la demanda residual que otros sistemas eléctricos.

Las diferencias entre Estados miembros también se acusan en términos de las necesidades de flexibilidad semanal, estacional o anual. En el caso semanal, las diferencias están sustentadas en los diferentes patrones de demanda, que como se mencionó anteriormente, dependen principalmente de la estructura económica de cada país. A su vez, dependen del incremento de la potencia de la energía eólica y del porcentaje de la demanda cubierto con esta generación.

Por otro lado, los determinantes de la necesidad de flexibilidad estacional o anual son la evolución de la demanda y su sensibilidad a la temperatura (por ejemplo, con la penetración de aire acondicionado en los países del sur del continente). Además, depende de la penetración de la energía solar, donde en la mayoría de los países incrementará las necesidades de flexibilidad anuales (por tener mayor producción en el verano comparado con el invierno) y de la energía eólica que tenderá, por el contrario, a disminuir las necesidades anuales en la mayoría de los países (por tener mayor producción durante el invierno que en el verano).

Los insuficientes niveles actuales de recursos de flexibilidad que puedan responder de manera eficiente a la variabilidad de la generación renovable de carácter no gestionable tienen un impacto significativo sobre los precios *spot* en toda Europa, que han presentado mayor volatilidad en los últimos años<sup>38</sup>, situación que se ha exacerbado desde la crisis energética de 2022. Para el conjunto de los 27 países de la UE, en 2019 se registraron 1.439 horas con precios por debajo de 5 EUR/MWh, mientras que en 2023 se registraron 7.117 horas (ACER, 2024a).

Así, se presentan en el mercado europeo márgenes de precios amplios, pasando de niveles de precios muy bajos o negativos (días con mucha generación renovable y baja demanda, como un domingo con niveles altos de viento) hasta precios más altos en otras horas del día. Esto proviene del hecho de que las VRE no son despachables, como se ha mencionado anteriormente, y de que se ha avanzado poco en la electrificación, así como la integración de mecanismos de respuesta de la demanda y de los sistemas de almacenamiento.

---

<sup>38</sup> En general, dada la dependencia de la generación de energía eólica y solar de factores meteorológicos, su intermitencia tiende a aumentar la volatilidad de los precios *spot* en ausencia de un almacenamiento viable de la electricidad (Cardona-Vasquez et al., 2024; Kyritsis et al., 2017; Mosquera-López & Nursimulu, 2019; Rintamäki et al., 2017).

## 3.4. Necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico español

### 3.4.1. Flexibilidad a corto plazo

Según las estimaciones en European Commission et al. (2019), España es el Estado miembro de la UE que tendrá mayor incremento en las necesidades de flexibilidad diarias. En esta sección se presenta un análisis adicional de las necesidades de flexibilidad en este horizonte temporal en el sistema eléctrico español.

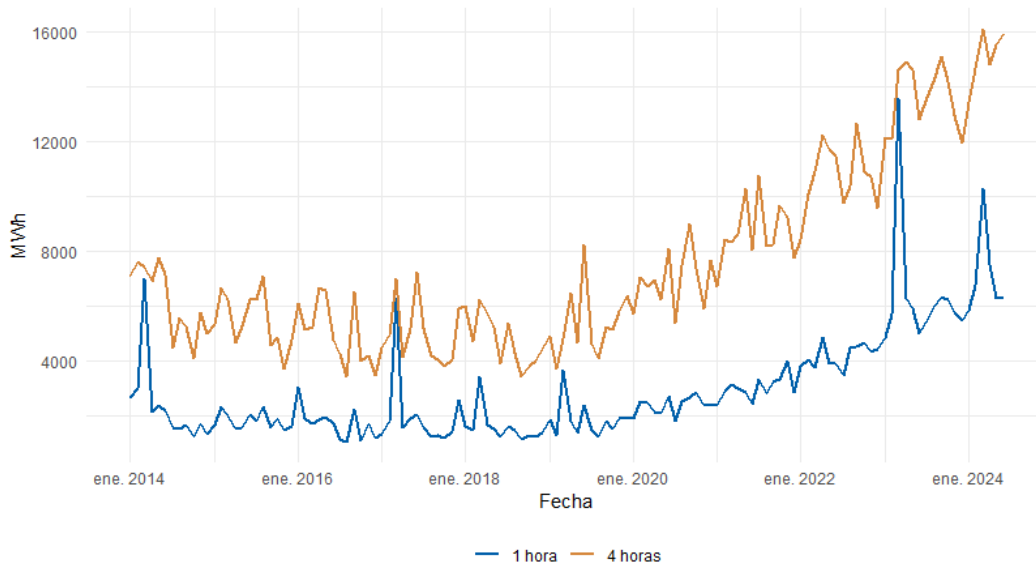
Para evaluar el comportamiento de los requerimientos de flexibilidad del sistema eléctrico español, calculamos primero la generación renovable no gestionable o no despachable (VRE) horaria, que es igual a la suma de la generación eólica, la solar fotovoltaica y la hidráulica fluyente, y se analizan sus diferencias en horizontes de tiempo de una y cuatro horas. Las variaciones de la aportación de las energías renovables no gestionables en el muy corto plazo pueden generar mayores necesidades de flexibilidad en el sistema.

En el [Gráfico 3.2](#) se presenta la evolución de la variación máxima mensual en la VRE en períodos de una y cuatro horas. Puede observarse que la variación en la aportación de las VRE muestra una tendencia al alza desde finales del 2019.

Por su parte, en el [Gráfico 3.3](#) se presentan los requerimientos máximos mensuales de flexibilidad, calculados como el máximo mensual de las diferencias de la demanda residual (demanda menos VRE menos generación nuclear) en horizontes de tiempo de una y cuatro horas. Se observa que desde el año 2021 estos requerimientos se han ido incrementando, reflejando una creciente necesidad de respuesta en el muy corto plazo ante las variaciones conjuntas de la demanda y la generación no gestionable.

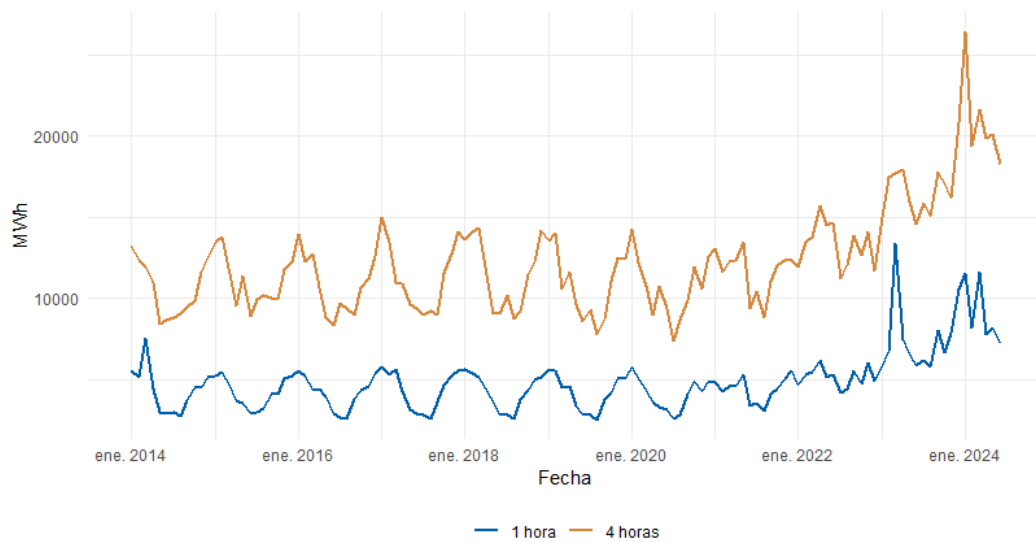
Además, la [Tabla 3.1](#) presenta las estadísticas descriptivas de estos requerimientos considerando horizontes de tiempo de cuatro horas. Entre 2014 y 2024, la necesidad de rampa que debe cubrir el sistema se ha duplicado. En 2014, la capacidad máxima de rampa requerida (medida como la diferencia en la demanda residual) era de 13.242 MWh, mientras que en 2024 alcanzó los 26.428 MWh. Asimismo, el valor mínimo de esta capacidad de rampa también se ha más que duplicado, reduciendo la brecha relativa con el valor máximo: en 2014, el cociente entre el mínimo y el máximo era del 64 %, mientras que en 2024 fue del 69 %. Esto indica que no solo se requiere flexibilidad en momentos puntuales para cubrir las puntas, sino que también han aumentado las necesidades promedio del sistema, pasando de 10.570 MWh en 2014 a 20.951 MWh en 2024.

**Gráfico 3.2** Variación máxima mensual en la generación renovable no gestionable



Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica.

**Gráfico 3.3** Requerimientos máximos mensuales de flexibilidad en horizontes de una y cuatro horas



Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica.

**Tabla 3.1 Estadísticas descriptivas requerimientos máximos mensuales (MWh)**

4 horas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Mín</b>	8.429	8.868	8.342	8.988	8.735	7.793	7.387	8.818	11.258	14.595	18.277
<b>Media</b>	10.570	11.100	10.778	11.245	11.468	10.801	10.604	11.598	13.318	16.790	20.951
<b>Máx</b>	13.242	13.793	13.906	14.950	14.348	14.004	14.237	13.475	15.706	20.861	26.428
<b>D. Est.</b>	1.722	1.572	1.796	2.124	2.207	2.046	1.911	1.421	1.376	1.740	2.893
<b>Máx/Mín</b>	64 %	64 %	60 %	60 %	61 %	56 %	52 %	65 %	72 %	70 %	69 %

*Notas: Mín equivale al mínimo, Máx al máximo, D. Est. a la desviación estándar y Máx/Min al cociente entre el máximo y mínimo expresado en porcentaje.*

*Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica.*

Por otra parte, se estiman las necesidades de flexibilidad diarias siguiendo la metodología expuesta en European Commission et al. (2019). Primero se calcula la demanda residual horaria. Segundo, se calcula el promedio diario de la demanda residual. Tercero, se calcula la diferencia entre la demanda residual de cada hora y su promedio del día. Por último, se suma esta diferencia para cada una de las horas en el año, para así obtener los requerimientos de flexibilidad por hora del día.

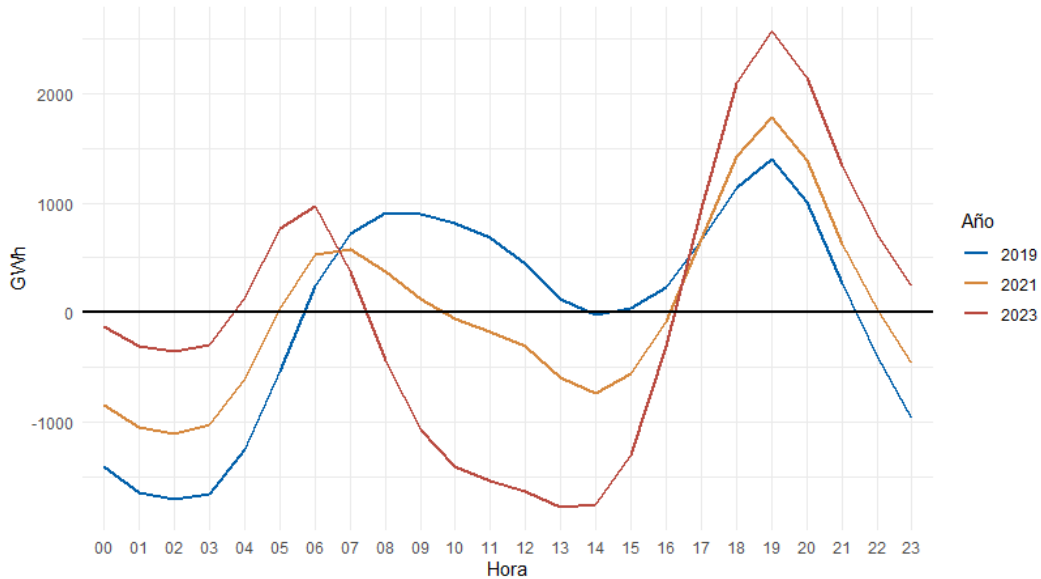
En el [Gráfico 3.4](#) se presentan estas necesidades para los años 2019, 2021 y 2023. Los resultados muestran que en los últimos años se ha hecho más pronunciada la llamada curva de pato. Si bien la metodología de los requerimientos máximos mensuales de flexibilidad indica que se han duplicado las necesidades de flexibilidad en el sistema, la curva de pato estimada muestra en qué horas del día el sistema está requiriendo esta flexibilidad.

Entre las 7:00 y las 16:00 horas se presenta un valle en la diferencia entre la demanda residual y su promedio diario, indicando el efecto de la mayor generación con plantas fotovoltaicas (el cuerpo del pato). Cuando las plantas solares disminuyen la producción, pero la demanda se mantiene alta, se hace más pronunciada la pendiente de la curva (el cuello del pato). A partir de las 18:00 horas, cuando la generación solar desaparece y la demanda se mantiene relativamente alta, se genera una demanda residual positiva más pronunciada (la cabeza del pato).

Este efecto de curva de pato en el sistema muestra cómo las necesidades de flexibilidad diarias, con demandas residuales positivas y negativas más elevadas, están al alza. En particular, el año 2023 evidencia una mayor amplitud en la diferencia entre los mínimos diurnos y los máximos vespertinos de la demanda residual, acentuando tanto el cuerpo como la cabeza del pato. Esto

refleja una mayor penetración de generación solar durante el día y una mayor exigencia de recursos de respaldo al atardecer.

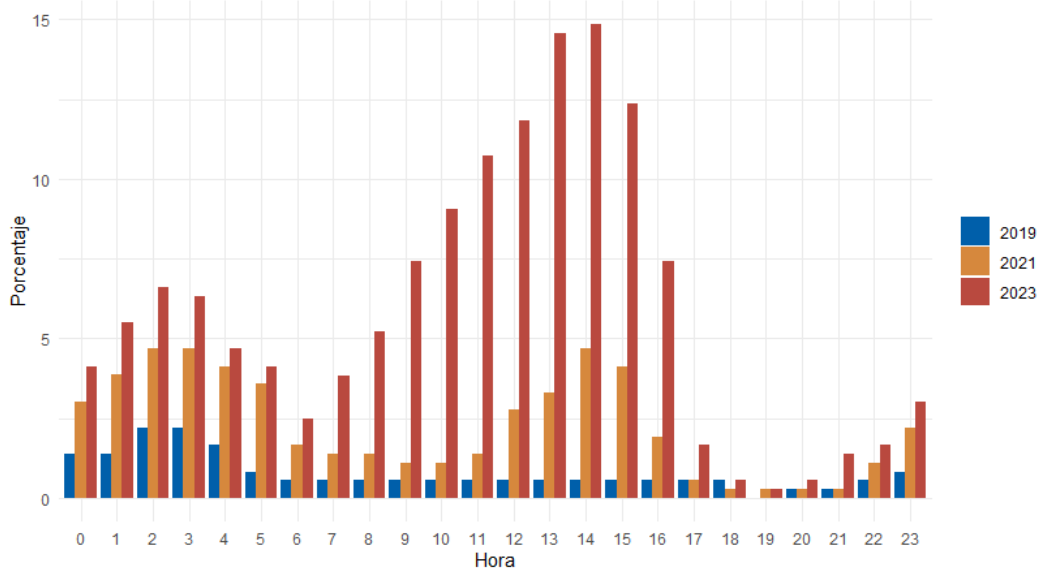
### Gráfico 3.4 Necesidades de flexibilidad diarias



Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica.

Este mismo fenómeno se puede observar al analizar el comportamiento de los precios en el mercado *spot*. En 2023, comparado con 2021 y 2019, el porcentaje de veces que los precios estuvieron por debajo de 5 EUR/MWh se incrementó, especialmente entre las 7:00 y las 16:00 horas (ver [Gráfico 3.5](#)). Además, el número de horas en todo el año con precios por debajo de este umbral a octubre de 2024 fue de 1.304, mientras que en todo 2023 fue de 510 horas, y de 68 en 2019.

**Gráfico 3.5** Porcentaje de veces precios menores a 5 EUR/MWh



Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica

Las estimaciones realizadas muestran que la creciente penetración de las energías renovables no gestionables (eólica y solar) y la mayor variabilidad de la demanda (por una mayor sensibilidad ante cambios en las temperaturas) dan lugar a curvas de demanda residual con gradientes más acusados en el muy corto plazo (horizontes de unas pocas horas), lo que da soporte a los resultados de los estudios mencionados, que indican una necesidad de flexibilidad al alza en el sistema.

### 3.4.2. Análisis de cobertura de la demanda de Red Eléctrica

En septiembre de 2025, Red Eléctrica publicó su último análisis de cobertura (NRAA, *national resource adequacy analysis*) del sistema eléctrico español peninsular (Red Eléctrica, 2025) que complementaba el ERAA (*European Resource Adequacy Assessment*)<sup>39</sup> realizado en 2024, adaptando algunos supuestos y realizando algunos cambios metodológicos<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> En el momento de elaborar este informe, se está debatiendo la actualización de la metodología ERAA, utilizada por ENTSO-E, y que debe ser aprobada por el regulador europeo ACER, que publicará su decisión (a partir de una propuesta de ENTSO-E y teniendo en cuenta los resultados de una consulta pública que finalizará el 12 de diciembre de 2025) en febrero de 2026 (ACER, 2025b).

<sup>40</sup> Con anterioridad, Red Eléctrica había publicado un análisis de cobertura NRAA en octubre de 2023 (Red Eléctrica, 2023) que complementaba el análisis europeo de cobertura (ERAA) realizado en 2022, teniendo en cuenta sensibilidades adicionales, y otro estudio en 2020 (Red Eléctrica, 2020).

Los resultados de este análisis de cobertura de la demanda para el periodo 2026-2035 revelan riesgos de cobertura en casi todos los escenarios<sup>41</sup> analizados (Tabla 3.2), al obtenerse valores de LOLE o *loss of load expectation* (número de horas esperadas de interrupción del suministro o energía no suministrada en un determinado período<sup>42</sup>) superiores al estándar de fiabilidad considerado de 1,5 horas de pérdida de carga/año, con valores de energía prevista no suministrada (*expected energy not served*, EENS) que, en varios escenarios, superan los 5 GWh/año. En algunos escenarios, el cierre de un volumen determinado de centrales de ciclo combinado da lugar a valores muy superiores a dicho estándar<sup>43</sup>.

**Tabla 3.2** Escenarios de cobertura de la demanda en varios años del periodo 2026-2035

Año	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2026	ERAA 2024 (escenario de referencia central)	4,03	5,16
2028	ERAA 2024 (escenario de referencia central)	4,83	6,46
	NRAA (escenario de referencia central)	4,08	6,04
2030	ERAA 2024 (escenario de referencia central)	0,28	0,16

<sup>41</sup> En concreto, se evalúan escenarios siguiendo la metodología de ENTSO-E, propia de Red Eléctrica, y varios escenarios con distintas sensibilidades (en función de la viabilidad económica de los ciclos combinados y de la entrada de almacenamiento en el sistema).

<sup>42</sup> Este concepto está relacionado con el LOLP (*loss of load probability*), que mide la probabilidad de que, en un horizonte concreto, no se pueda cubrir la demanda.

<sup>43</sup> Un estudio previo realizado por Red Eléctrica en 2020, antes de la aprobación de la metodología europea para los análisis de cobertura (ERAA), indicaba que una reducción de la capacidad del parque térmico de unos 7 GW podría "...suponer dificultades en la cobertura de la demanda..." (Red Eléctrica, 2020, p. 18). Este estudio de 2020 también alertaba de que, para cumplir con el escenario del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030 (PNIEC) en condiciones de seguridad, "...es imprescindible el desarrollo de interconexiones e instalaciones de almacenamiento para incrementar la integración de la generación renovable, minorar las rampas de la generación gestionable y asegurar la operabilidad del sistema..." (Red Eléctrica, 2020, p. 30). El estudio de Red Eléctrica indicaba también que (1) "...se incrementan sustancialmente las necesidades de reserva rodante, que debe ser provista por la generación renovable, almacenamiento o gestión de la demanda mediante mercados competitivos..."; y (2) "...[s]e observa un empeoramiento contenido de las condiciones de estabilidad de frecuencia en el [sistema eléctrico peninsular], evidenciando una necesidad de provisión adicional de inercia (natural o mediante controles *grid-forming* en la generación renovable) y de reserva de regulación primaria. La capacidad de aporte de primaria (FCR) por parte de la renovable, agregadores de demanda... es deseable en escenarios futuros..." (Red Eléctrica, 2020, p. 30).

	NRAA (escenario de referencia central)	<b>2,41</b>	5,22
2035	ERA 2024 (escenario de referencia central)	0,54	0,57

*Notas: En negrita, los valores de LOLE que superan el estándar de fiabilidad actual (1,5 horas/año).*

*Fuente: Extraído de Red Eléctrica (2025), p. 5.*

Las principales conclusiones de este análisis son tres:

- en el corto, medio y largo plazo hay riesgos de cobertura de la demanda no despreciables;
- la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema eléctrico peninsular español no estaría garantizada en el corto, medio ni largo plazo de no establecerse incentivos adicionales; y
- esta generación, cuya viabilidad económica no está garantizada, es necesaria para alcanzar el nivel deseado de garantía de suministro y su desmantelamiento daría lugar a riesgos de cobertura significativos en los próximos años.

El análisis de Red Eléctrica de septiembre de 2025 (al igual que los realizados en años anteriores) sugiere la imperiosa necesidad de garantizar la viabilidad económica de las centrales que podrían dejar de operar por obtener ingresos insuficientes en los mercados de energía y de servicios complementarios existentes. El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado en el sistema eléctrico español.

## 4. Análisis de mercados de capacidad operativos en Europa

En esta sección se describen y analizan los diferentes mercados de capacidad operativos en Europa en la actualidad. El objetivo de esta revisión es aportar elementos que permitan caracterizar, analizar y evaluar la propuesta de mercado de capacidad que se debate en estos momentos en España y que el MITECO hizo pública en diciembre de 2024.

Como se mencionó en la Introducción, en muchos sistemas eléctricos (incluido el español, en la actualidad) no existen mecanismos de apoyo financieros para invertir en nuevos activos que permitan incrementar la flexibilidad y capacidad de respuesta del sistema y para que se mantengan operativos y disponibles los recursos existentes de flexibilidad en aquellos momentos en los que el sistema más los necesita.

La reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo establece los mecanismos de capacidad como un elemento estructural del mercado, facilitando las inversiones necesarias en tecnologías no fósiles (almacenamiento y respuesta de la demanda) y apoyando a otras tecnologías, como los ciclos combinados de gas natural, que ofrecen respaldo tanto a la cobertura de la demanda como a las necesidades de flexibilidad en distintos horizontes temporales.

Los mecanismos de capacidad para las tecnologías convencionales, deben cumplir con distintos requisitos, relacionados con su necesidad (tras una evaluación de los recursos disponibles para cubrir la demanda y alcanzar los niveles de flexibilidad deseados), temporalidad (i. e., un máximo de 10 años) y conformidad con la normativa sobre ayudas de Estado y, en particular, con las reglas establecidas en guías como CEEAG (*Climate, Environment and Energy State Aid Guidelines*) o la recientemente aprobada CISAF. Entre otras condiciones, CISAF establece que los mecanismos de capacidad deben permitir la participación de la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento, coordinarse con las medidas de apoyo a la flexibilidad no fósil y licitar la capacidad conjuntamente. Los mercados de capacidad pueden considerarse un tipo de mecanismo de capacidad (o mecanismos de retribución de la capacidad; *capacity remuneration mechanisms* o CRM, en inglés) cuyo objetivo es garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico generando señales económicas a la inversión en nueva capacidad (o en extensión de la vida útil o incremento de capacidad de instalaciones existentes) y a la disponibilidad de la capacidad instalada operativa.

El objetivo de los CRM es garantizar una cantidad adecuada de recursos de potencia firme en el sistema para cubrir la demanda (*resource adequacy*, en inglés) y contar con capacidad de

respuesta en los distintos horizontes temporales (desde el muy corto plazo hasta el horizonte estacional o anual). Entre estos pueden incluirse activos de generación, almacenamiento y mecanismos de respuesta de la demanda.

Uno de los principales motivos para implementar CRM en un mercado eléctrico es que los diseños de mercado del tipo *energy only* suelen adolecer de problemas como la dificultad para que los generadores (y los activos de almacenamiento, como las baterías) recuperen todos sus costes (i. e., el llamado *missing money problem*<sup>44</sup>), especialmente en un entorno de mercado con una creciente penetración de energías renovables de carácter intermitente y con costes marginales bajos o nulos –ver una discusión sobre la conveniencia de implementar CRM en (Fernández Gómez, 2020).

Por otro lado, la tipología de CRM (y de mercados de capacidad) es muy variada e incluye el uso de distintos tipos de herramientas o instrumentos, así como la aplicación de distintos mecanismos de mercado que se han ido implementando en Europa y en distintas partes del mundo (ver más detalles en la [Subsección 4.2](#)). En esta sección, adoptamos como punto de partida para el análisis la taxonomía desarrollada por la Comisión Europea en 2016 (European Commission, 2016), aunque otras clasificaciones de CRM han sido propuestas en la literatura académica y técnica (ver la [Subsección 4.1](#)).

El desarrollo de CRM en la UE ha estado sujeto en las últimas décadas a la tensión entre dos fuerzas opuestas: (a) los argumentos a favor, basados en la necesidad de asegurar la recuperación de los costes de los generadores y preservar incentivos adecuados a la inversión, por un lado, y de asegurar suficiente capacidad flexible para complementar el creciente volumen de capacidad renovables de carácter intermitente y no gestionable, por otro; y (b) el temor a que generen ineficiencias en la operación de los mercados de corto plazo, a que el diseño de estos mecanismos no sea neutral, pudiendo beneficiar a determinadas tecnologías, a que se utilicen como un mecanismo indirecto para otorgar ayudas de estado que permitan recuperar costes de inversión a instalaciones obsoletas o intensivas en emisiones (FSR, 2024; Meeus, 2022), y a que fragmenten el mercado interior único de energía que implica que la implementación de CRM con diseños diferentes en distintos Estados miembros de la UE (Menegatti & Meeus, 2024).

La reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo, sin embargo, propone una serie de cambios en los CRM que minimizan la posibilidad de impactos negativos ligados a ineficiencias o impactos asimétricos entre distintas tecnologías (Fernández Gómez, 2024).

---

<sup>44</sup> Por *missing money* se entiende, en el contexto de mercados solo energía (*energy only*), el déficit de ingresos de una central que ofrezca respaldo al sistema en los momentos de escasez de generación (M. Hogan, 2017; W. W. Hogan, 2005).

El resto de esta sección está organizada de la siguiente manera: en la [Subsección 4.1](#) se revisa brevemente la literatura académica sobre mercados de capacidad (y CRM, en general); en la [Subsección 4.2](#) se presentan algunas de las clasificaciones y taxonomías de CRM que han propuesto distintas instituciones y autores; posteriormente, en la [Subsección 4.3](#) se identifican y describen brevemente los principales mercados de capacidad en operación en Europa; en la [Subsección 4.4](#) se caracteriza y analiza la propuesta de mercado de capacidad que se está debatiendo actualmente en España.

## 4.1. Revisión de literatura académica

La conveniencia de complementar los ingresos de los generadores de energía eléctrica con algún tipo de pago que remuneren servicios de firmeza, flexibilidad o apoyo en tiempo real a la operación del sistema (p. ej., servicios relacionados con el mantenimiento de los estándares de tensión y frecuencia) es una cuestión que se ha estudiado en la literatura académica desde que se empezaron a implementar los primeros mercados de electricidad en la década de los 90 en lugares como Chile, California, costa este de EE.UU. (PJM), Reino Unido o España, por mencionar algunos.

De acuerdo con la teoría económica neoclásica, en un mercado eléctrico *energy only*<sup>45</sup> que funcione correctamente, el precio de equilibrio (*spot* o de corto plazo) de la electricidad reflejará el coste marginal de producción en cada momento, que será igual a la disposición marginal a pagar (*marginal willingness to pay*) por la electricidad por parte de la demanda. En determinados momentos, en los que hay escasez de generación en el sistema, con una curva de oferta muy inelástica —o vertical— (y, probablemente, una curva de demanda muy inelástica en el muy corto plazo), el mecanismo de mercado debería dar lugar a un precio igual al valor de la energía no suministrada (*value of lost load*, VOLL)<sup>46</sup>. Cuando el mercado se comporta de esta manera, se generan señales de precios que dan lugar a decisiones eficientes de operación, consumo e inversión en nueva capacidad de generación (o en activos de almacenamiento)<sup>47</sup>.

---

<sup>45</sup> La expresión *energy only* se refiere a mercados de electricidad en los que el único producto intercambiado sea la electricidad (i. e., no se negocia capacidad de generación).

<sup>46</sup> El VOLL de un consumidor es igual al precio que estaría dispuesto a pagar por evitar la interrupción del suministro eléctrico. El VOLL del sistema es igual, en cada momento de mercado, al VOLL del consumidor en el margen.

<sup>47</sup> Algunos autores han aplicado un análisis similar para demostrar que, en un mercado competitivo que funcione correctamente, se alcanzarán niveles óptimos de inversión en almacenamiento (Brown & Reichenberg, 2021; Schmalensee, 2019).

Este resultado es conocido desde los análisis pioneros sobre el funcionamiento óptimo de los mercados eléctricos y la formación de los precios en las puntas de demanda desde finales de la década de los 50 (Boiteux, 1960, 1971; Steiner, 1957; Turvey, 1968). Posteriormente, múltiples estudios han analizado diversos aspectos relacionados con el funcionamiento de los mercados competitivos de electricidad *energy only* (Crew et al., 1995; Joskow & Schmalensee, 1983; Oren, 2005; Schweppe et al., 1988; Stoft, 2002).

Con la implementación de los primeros mercados eléctricos, se empiezan a analizar los escenarios en los que un mercado *energy only* puede no generar resultados deseados en momentos de escasez de generación<sup>48</sup>, bien porque el precio de equilibrio pueda experimentar una gran volatilidad, con incrementos puntuales de precios muy elevados y no asumibles por las autoridades regulatorias (y los consumidores, en general), bien porque no sea posible técnicamente que la demanda revele el valor real de la energía no suministrada o bien porque se articule un techo de precios en el mercado (para evitar puntas excesivas de precios o para limitar el poder de mercado).

La principal implicación es que, en la práctica, no es fácil que se cumplan las condiciones para que funcione correctamente el mercado *energy only* (Bublitz et al., 2019; Hirth & Ueckerdt, 2014; M. Hogan, 2017; W. W. Hogan, 2019; Joskow, 2008b; Newbery, 2016; Newbery et al., 2018; Schmalensee, 2021). Si el mercado no puede generar precios en momentos de escasez que reflejen el valor de la energía no suministrada, las centrales que operan en el margen no podrán recuperar sus costes. Se produce, entonces, una situación de ingresos insuficientes (*missing money*) que, junto con el problema de la inexistencia de determinados mercados (*missing markets*) – p. ej., de productos de cobertura a largo plazo o de servicios de fiabilidad<sup>49</sup> -- (Newbery, 2016) -- reduce los incentivos a invertir en capacidad flexible que opere en momentos de escasez de generación.

En resumen, tanto si no se dan las condiciones necesarias para que el mercado eléctrico sea perfectamente competitivo (p. ej., información imperfecta y otros fallos de mercado) como si resulta técnicamente imposible alcanzar una flexibilidad máxima en la respuesta de la demanda en el muy corto plazo para que el precio de la electricidad se sitúe en el VOLL o si existen intervenciones regulatorias que ponen límites a los precios en momentos de escasez, existe un consenso bastante amplio sobre la necesidad de complementar los ingresos de los generadores con algún tipo de CRM para asegurar que existe suficiente capacidad firme en

---

<sup>48</sup> Ver una discusión detallada en Fernández Gómez (2020).

<sup>49</sup> La fiabilidad del sistema o seguridad del suministro en el muy corto plazo es considerada un bien público (Oren, 2003), lo que dificulta que se desarrollen mercados en torno a ella.

momentos de escasez de generación en el sistema eléctrico, también en sistemas con creciente penetración de energías renovables.

Existen múltiples posibles diseños para un mecanismo de capacidad (Cramton et al., 2013; Joskow, 2008a; Spees et al., 2013) y todos ellos implican un coste total de provisión de un determinado nivel de seguridad de suministro superior al que resultaría, idealmente, si se pudiera implementar un mercado eléctrico *energy only* sin fallos de mercado, restricciones de carácter técnico o intervenciones regulatorias.

Los principios para el desarrollo de CRM y las implicaciones de distintos diseños de los CRM en un contexto de transformación del sistema eléctrico han sido estudiados en detalle por múltiples autores académicos (Batlle & Pérez-Arriaga, 2008; Bublitz et al., 2019; Cramton et al., 2013; Hach et al., 2016; Holmberg & Ritz, 2019; Keles et al., 2016; Mastropietro et al., 2024; Neuhoff et al., 2023; Nouicer & Meeus, 2019; Roques & Verhaeghe, 2022).

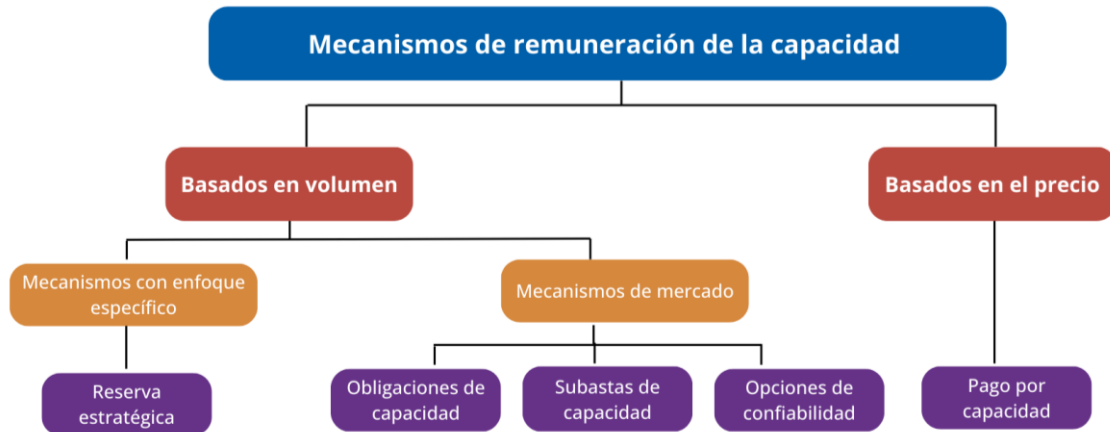
## 4.2. Taxonomía de CRM

### 4.2.1. ACER

En julio de 2013, basándose en su Opinión sobre los Mercados de Capacidad, presentada en el Comité de Industria, Investigación y Energía (ITRE) del Parlamento Europeo (ACER, 2013a), la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía europeos (ACER por sus siglas en inglés) publicó el Informe sobre Mecanismos de Remuneración de Capacidad y el Mercado Interior de Electricidad (ACER, 2013b).

Este informe presentó una clasificación de los CRM en cinco tipos de mecanismos, que agrupó en basados en el volumen (las autoridades regulatorias fijan el volumen y el mercado fija el precio) y basados en el precio (las autoridades regulatorias fijan el precio y el mercado fija el volumen) (ver [Figura 4.1](#)). La [Tabla 4.1](#) describe las principales características de cada uno de estos mecanismos.

**Figura 4.1** Mecanismos de remuneración de la capacidad según ACER



Fuente: traducido de ACER (2013b).

**Tabla 4.1** Descripción de los mecanismos de remuneración de la capacidad ACER

Mecanismo	Breve descripción
<i>Basados en volumen</i>	
<i>Mecanismos con enfoque específico (targeted)</i>	
Reserva estratégica	Un organismo central estima la cantidad de capacidad necesaria para mantener una reserva estratégica. Esta capacidad se contrata con proveedores, generalmente mediante una licitación competitiva. Las centrales contratadas no pueden participar en el mercado eléctrico y sólo se activan en situaciones de escasez de capacidad.
<i>Mecanismos de mercado (alcance universal) (market-wide)</i>	
Obligaciones de capacidad	Se establece una obligación sobre grandes consumidores o comercializadores de electricidad de contratar una cantidad de capacidad (p. ej., mediante certificados de capacidad) vinculada a su demanda más un margen de reserva, existiendo penalizaciones si no se contrata el nivel requerido.
Subastas de capacidad	Se estima la capacidad total requerida en un horizonte de varios años y se subasta la nueva capacidad necesaria para alcanzar dicho nivel. Los ganadores de la subasta reciben un pago en línea con el coste de construir nueva capacidad. La nueva capacidad participa exclusivamente en el mercado de energía.

**Opciones de confiabilidad** Las opciones de confiabilidad son contratos cuyo tenedor es una entidad (p. ej., el gestor del sistema o de la red de transporte, un gran consumidor o un comercializador) que contrata con un proveedor de capacidad una opción (*call*). La opción *call* ofrece al tenedor la opción de adquirir energía a un precio de ejercicio (*strike price*) predeterminado.

*Basados en precio*

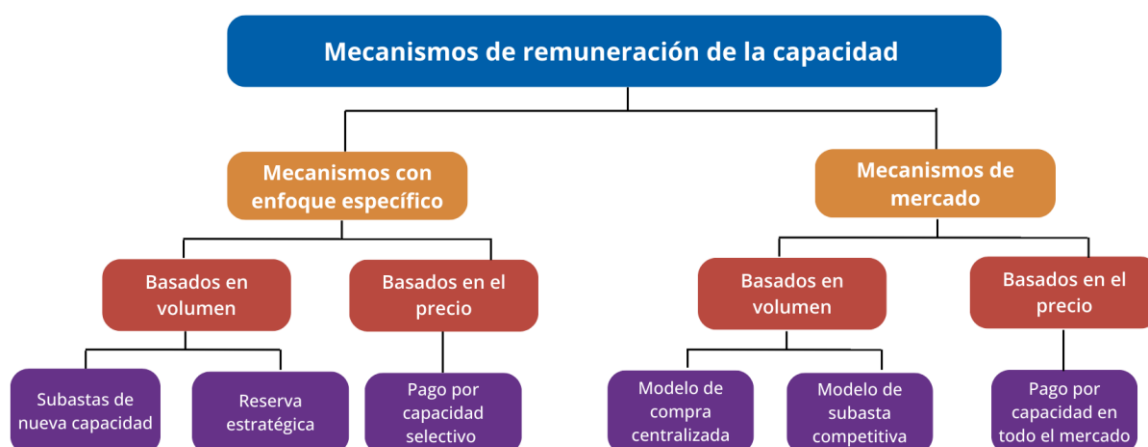
**Pago por capacidad** El regulador fija un precio de la capacidad que se paga a los proveedores de la misma bajo determinadas condiciones. Las centrales que reciben pagos por capacidad (todas o un subconjunto de las mismas) participan en el mercado de energía.

Fuente: elaboración propia tomando como base ACER (2013b), Erbach (2017) y Pototschnig & Godfried (2014).

### 4.2.2. Comisión Europea

En 2016, la Comisión Europea, en el marco de su investigación sectorial (*sector inquiry*) sobre mecanismos de capacidad (European Commission, 2016), propuso una taxonomía de CRM ligeramente diferente de la de ACER (2013b), agrupando los mecanismos en dos grupos (ver Figura 4.2), en función de si solo la capacidad adicional para alcanzar un determinado nivel de suministro es elegible para recibir pagos por capacidad (*targeted CRM*) o si toda la capacidad en el mercado (existente y nueva) necesaria para garantizar la seguridad de suministro es elegible para recibir pagos por capacidad (*market-wide CRM*).

**Figura 4.2** Clasificación de los CRM de la Comisión Europea



Fuente: traducido de European Commission (2016).

En el primer grupo se incluyen dos CRM basados en volumen (subastas de nueva capacidad y reserva estratégica) y uno basado en precio (pago por capacidad selectivo o *targeted capacity payment*, en el que un precio de la capacidad determinado por un organismo central se ofrece a un subconjunto de la capacidad, como alguna tecnología específica o a proveedores de capacidad que cumplan determinados criterios).

En el segundo grupo se incluyen otros dos esquemas basados en volumen (modelo de compra centralizada y suministro mediante licitación o subasta competitiva, por un lado, y modelo con obligaciones descentralizadas sobre los comercializadores de electricidad, que deben contratar con proveedores de capacidad un determinado nivel de capacidad relacionado con su demanda estimada) y otro esquema basado en precio (*market-wide capacity payment*) en el que se fija un precio de la capacidad, de acuerdo con estimaciones sobre el nivel del pago que induciría un nivel suficiente de garantía de suministro, que se paga a todos los proveedores en el mercado.

Las implicaciones de los distintos esquemas CRM propuestos por la Comisión Europea se han analizado en distintos trabajos académicos, como en Bublitz et al. (2019) (ver [Tabla 4.2](#)).

**Tabla 4.2** Características de distintos mecanismos de capacidad

Tipo	Categoría	Mecanismo de provisión	Producto	Principal parámetro regulatorio
Subasta nueva capacidad	de Basado volumen Selectivo	en Centralizado / subasta	Capacidad firme	Volumen de capacidad
Reserva estratégica	Basado volumen Selectivo	en Centralizado / subasta	Capacidad reserva	Volumen de capacidad, regla de activación, evento desencadenante
Pago capacidad selectivo	por Basado precio Selectivo	en Centralizado / subasta	Capacidad firme	Precio de capacidad, criterios de elegibilidad
Comprador centralizado	Basado volumen Universal	en Centralizado / subasta	Opción <i>call</i>	Volumen de capacidad, precio de ejercicio
Obligación descentralizada	Basado volumen Universal	en Descentralizada / o bilateral	Certificado fiabilidad	Margen de penalizaciones de reserva,

Pagos	por	Basado	en	Centralizado	/	Capacidad firme	Precio de capacidad
capacidad		precio		/ subasta			
universales		Universal					

---

Fuente: extraído de Fernández Gómez (2020), a su vez adaptado de Bublitz et al. (2019).

---

### 4.2.3. DIW Berlin (the German Institute for Economic Research)

Neuhoff et al. (2016), basándose en Neuhoff et al. (2013), distinguen entre cuatro grandes tipos de CRM, incluyendo (Tabla 4.3):

- a) reserva estratégica;
- b) mercado de capacidad con opciones de fiabilidad;
- c) mercado de capacidad específico (*focused capacity market*, en el original) con opciones de fiabilidad; y
- d) un mercado de capacidad descentralizado.

**Tabla 4.3** Características de distintos mecanismos de capacidad

Tipo	Reserva estratégica	Mercado de capacidad con opciones de fiabilidad	Mercado de capacidad selectivo con opciones de fiabilidad	Mercado de capacidad descentralizado
Planificación y provisión	Centralizada	Centralizada	Centralizada	Descentralizada
Selección de unidades	No / limitada	No	Sí	No
Participación en el mercado mayorista	No	Sí	Sí	Sí
Tipo de mercado	Subasta bilateral	/ Subasta	Subasta	Plataforma <i>exchange</i>
Producto	Capacidad de reserva	Opción <i>call</i>	Opción <i>call</i>	Certificado de fiabilidad
Parámetros regulatorios	Capacidad de reserva, precio de activación, regla de activación	Capacidad firme, precio de activación ( <i>strike price</i> )	Capacidad firme, precio de activación ( <i>strike price</i> )	Penalizaciones, precio de activación
Mecanismo de financiación	Según el mecanismo de asignación	Según el mecanismo de asignación	Según el mecanismo de asignación	Precio de mercado
Horizonte temporal	Temporal o permanente	Permanente	Permanente	Permanente

Fuente: extraído de Neuhoff et al. (2016).

## 4.3. Mercados de capacidad en operación en Europa

### 4.3.1. Unión Europea

ACER publica, desde hace muchos años, informes de seguimiento del mercado eléctrico (y gasista) en la UE para dar respuesta a las obligaciones impuestas por la normativa (p. ej., las

obligaciones de supervisión en el Artículo 11 del Reglamento (CE) 713/2019 por el que se crea ACER). A partir del año 2012, ACER comenzó a publicar *Market Monitoring Reports*<sup>50</sup> para la electricidad y el gas natural por separado, con el objeto de evaluar los avances en la implementación del mercado interior de la energía, uno de los objetivos del Tercer Paquete de la Energía.

Sobre las cuestiones relativas a la seguridad y la flexibilidad en el sistema eléctrico, ACER publicó informes específicos en 2013 (ACER, 2013b) y en 2017 (Pototschnig, 2017), respectivamente. Desde 2022, y como consecuencia de la crisis energética en la UE que siguió a la pandemia del coronavirus y a la invasión de Ucrania por parte de Rusia y a la posterior guerra, ACER publica informes específicos sobre la seguridad del suministro eléctrico (ACER, 2022, 2023, 2024b). En estos informes, realiza un seguimiento detallado de los esquemas y mecanismos vigentes (o planeados) para mejorar la seguridad del suministro eléctrico en la UE, incluidos los CRM.

A finales de 2023, había ocho mecanismos de capacidad en la Unión Europea (ACER (2023) – ver la Tabla 13, pág. 72). Tres de ellos (en Alemania, Finlandia y Suecia) se basaban en un modelo de reservas estratégicas (SR, en la nomenclatura de ACER) y cinco de ellos eran mecanismos *market-wide*, cuatro de ellos basados en un sistema de compra centralizada (MW-CB) (Bélgica, sistema unificado de Irlanda, Italia y Polonia) y uno de ellos (Francia) basado en obligaciones descentralizadas de contratación de capacidad (MW-DCO).

Todos estos esquemas (excepto el de Suecia) cuentan con la verificación de compatibilidad con el sistema de ayudas de Estado de la UE. A finales de 2025 expiran los mecanismos de reserva estratégica en Dinamarca y Suecia.

La siguiente tabla resume las principales características de los tres modelos de mecanismos de capacidad vigentes en la UE.

---

<sup>50</sup> Ver ACER (s. f.).

**Tabla 4.4** Principales características de los mecanismos de capacidad en operación en la UE a finales de 2023

	<b>Esquemas SR (reserva estratégica)</b>	<b>Esquemas MW-CB (compra centralizada)</b>	<b>Esquema MW-DCO (obligaciones descentralizadas)</b>
Periodos prestación servicio	de Anual o invierno del	Anual	Invierno
Duración de los contratos	Anual, en algún caso con opción de extensión	Hasta 17 años	Hasta 7 años
Participación de demanda, renovables y almacenamiento	Sí recursos y	Sí	Sí
Participación agregadores	de Sí, en un caso solo para la demanda	Sí	Sí
Periodo antelación de subastas a prestación servicio	de T-1 y T-2 las a la del	Entre T-1 y T-4	Entre T-4 y T+3
Número de subastas al año	Anual o bienal	Anual, varias al año o sin fechas concretas	Anual (T-4), cuatro (T-2 y T-3), seis (T-1)
Tamaño mínimo de ofertas / bloques concedidos	Mín. 1 MW / 1MW Máx. 5 MW / 5 MW	Mín. 0,001 MW / 1 MW Máx. 1 MW / 10 MW	0,1 MW / 0,1 MW
Precio de equilibrio	<i>Pay as clear o pay as bid</i>	<i>Pay as clear o pay as bid</i> (solo BE)	<i>Pay as clear</i>
Mercado secundario	No	Sí, excepto en IR	Sí (para nuevas unidades)

Recuperación costes	de Peajes o de Balance	Responsables Peajes, tarifa especial o comercializadores
------------------------	---------------------------	--

*Fuente: ACER (2023).*

Además de los mecanismos de capacidad descritos en la [Tabla 4.4](#), cabe destacar que (ACER, 2024b):

- Francia tiene operativo un pago por capacidad para una central de 442 MW en Bretaña y, además, tiene un mecanismo complementario de pagos por capacidad para la respuesta de la demanda;
- en Portugal se puso en marcha en 2017 un sistema de pagos por capacidad selectivos, finalizado en 2018, con derechos vigentes para algunas centrales hidráulicas;
- en España, el antiguo mecanismo de pagos por capacidad, que no está vigente en la actualidad para nueva capacidad, incluía pagos por disponibilidad (finalizados en 2018) e incentivos a la inversión (aún en vigor) para determinada nueva capacidad instalada antes de 2016; y
- Alemania, Francia y España están estudiando la puesta en marcha de mercados de capacidad, mientras que países como Estonia tienen la intención de implementar un esquema basado en una reserva estratégica.

Junto a los mecanismos de capacidad descritos anteriormente, diversos países (p. ej., Francia, Italia, Polonia, Portugal o España) tienen en marcha esquemas de interrumpibilidad o prestación de servicios de respuesta de demanda y de servicios complementarios no estándares (ACER (2023), [Subsección 4.2.1](#)). Además, tras la aprobación de la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo en 2024, diversos países han puesto en marcha esquemas de apoyo a tecnologías y recursos de flexibilidad no fósiles (p. ej., baterías o respuesta de demanda). A finales de 2024, entre estos esquemas se incluían (ACER, 2024b), [Subsección 4.2](#)):

- esquemas para ofrecer flexibilidad al sistema en conjunto (p. ej., en Eslovaquia, España, Grecia, Hungría o Italia);
- esquemas de apoyo al despliegue (descentralizado) de instalaciones de almacenamiento (p. ej., en Austria o República Checa); y
- otros esquemas, como el de Francia de apoyo a la respuesta de la demanda (complementario de su mercado de capacidad), el de Lituania (de apoyo al

almacenamiento centralizado) o el de Irlanda (para resolver restricciones en la red de distribución).

La reciente reforma del diseño del mercado europeo elimina el carácter temporal y de último recurso de los CRMs y otorga a la Comisión Europea un mandato para simplificar el procedimiento de tramitación y aprobación de los mismos<sup>51</sup> (Comisión Europea, 2025c). Se abre la posibilidad de que, bajo autorización previa de la Comisión por motivos de seguridad de suministro, un país (como Polonia) pueda retrasar la aplicación del límite de emisiones de CO<sub>2</sub> (550 gCO<sub>2</sub>/kWh) de 2026 a 2028.

En Alemania, por ejemplo, en los últimos tiempos se ha analizado la conveniencia de introducir un mercado de capacidad que sustituya al vigente mecanismo basado en una reserva estratégica y que esté operativo a partir de 2028 (Wettengel, 2024a). A lo largo de 2024 se debatió sobre hasta cuatro diseños de mecanismo de capacidad (la obligación de cubrir las puntas, un mercado descentralizado, un mercado centralizado con un componente de localización que incentive la construcción de nueva capacidad en el Sur –opción preferida por los operadores de sistema en Alemania-- y un mercado combinado<sup>52</sup> –opción preferida por el Gobierno--) (OFATE DFBEW, 2024). Sin embargo, la ruptura de la coalición gobernante en el otoño de 2024 y las elecciones de febrero de 2025 generan incertidumbre sobre los tiempos de implementación del nuevo mercado de capacidad (y sobre la celebración de las subastas entre 2025 y 2027 de hasta 7 GW de capacidad de centrales de gas natural convencionales, 7 GW de capacidad de centrales de gas convertibles en centrales de hidrógeno, 0,5 GW de centrales de hidrógeno y 0,5 GW de almacenamiento de largo plazo de hidrógeno, dentro de la Ley de Seguridad de Centrales de Generación) (Perner et al., 2025; Wettengel, 2024b).

En Francia, el artículo 6 de la Ley de Finanzas de 2025 introduce un nuevo mecanismo de capacidad para sustituir al actual, que expira en 2026 (RTE, s. f., 2025). El nuevo mecanismo se basa en un modelo centralizado en la línea de los vigentes en Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia, con la definición, por parte de la autoridad regulatoria, de los requerimientos de capacidad, la estimación de los parámetros de una curva de demanda y la celebración de subastas periódicas de capacidad para cubrir los objetivos en función de los escenarios de cobertura deseados.

---

<sup>51</sup> Aunque no pueden recibir aprobación para un período superior a 10 años y debe justificarse su existencia en términos de la seguridad del suministro eléctrico y los requerimientos esperados de capacidad.

<sup>52</sup> En el mercado combinado coexisten una parte centralizada (donde un comprador centralizado subasta capacidad en contratos a largo plazo a cambio de pagos por capacidad) y una parte descentralizada, donde tanto el comprador centralizado como generadores venden certificados de capacidad a los responsables de balance, que tienen la obligación de garantizar la cobertura de su demanda (ver también Consentec et al. (2024)).

### 4.3.2. Reino Unido

El mercado de capacidad del Reino Unido es un mercado de capacidad estándar, en el que las autoridades regulatorias determinan, administrativamente, los parámetros que definen la curva de demanda del mercado y los recursos energéticos puján, en subastas competitivas, por ofrecer capacidad al sistema a cambio de un pago por capacidad y con la obligación de generar energía en situaciones de escasez de generación en el mercado.

El mercado de capacidad del Reino Unido se puso en marcha en 2014, en el marco de la Reforma del Mercado Eléctrico (*Electricity Market Reform, EMR*) (Department of Energy & Climate Change, 2015) impulsada por la Ley de Energía de 2013 (Department of Energy & Climate Change, 2013b).

Las principales características del esquema implementado en el Reino Unido son las siguientes (Clifford Chance, 2015; GOV.UK, s. f.-b; Ofgem, 2024):

1. El mercado de capacidad ofrece pagos por capacidad a los proveedores de capacidad elegibles, que, a cambio, se comprometen a generar electricidad en momentos de escasez en el sistema (con un preaviso de NESO de cuatro horas), con penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones de capacidad (*Capacity Obligations*).
2. Los proveedores de capacidad, en el marco del mercado de capacidad, son los ganadores de las subastas competitivas T-4 (con cuatro años de antelación respecto del inicio del periodo de entrega) y T-1 (con un año de antelación respecto del inicio del periodo de entrega y que sirven para contratar capacidad adicional que permita alcanzar el objetivo de capacidad<sup>53</sup> fijado por el Gobierno para el periodo de entrega)<sup>54</sup>.
3. Todas las tecnologías y recursos energéticos pueden participar en el mercado de capacidad, incluyendo la respuesta de la demanda, el almacenamiento, las interconexiones y las distintas tecnologías de generación (incluyendo las energías renovables), siempre que no se beneficien de otro mecanismo de apoyo<sup>55</sup>.

---

<sup>53</sup> Este objetivo de capacidad se fija teniendo en cuenta una referencia de nivel de seguridad del sistema igual a tres horas equivalentes de interrupción de suministro o LOLP.

<sup>54</sup> Además, se han celebrado puntualmente dos tipos de subastas extraordinarias: (a) dos subastas de apoyo a la participación de recursos de demanda (*Transitional Arrangement Auctions*), para entrega en 2016/2017 y 2017/2018); y (b) una subasta inicial (*Early Auction*) con entrega en 2017/2018. Ver Ofgem (2024), pp. 12-13).

<sup>55</sup> No son elegibles las tecnologías de generación limpias sujetas a contratos por diferencias para incentivar las inversiones en renovables (Department of Energy & Climate Change, 2014) o a otros subsidios, algunos de ellos no vigentes (p. ej., Renewables Obligation, tarifas *feed-in* para instalaciones

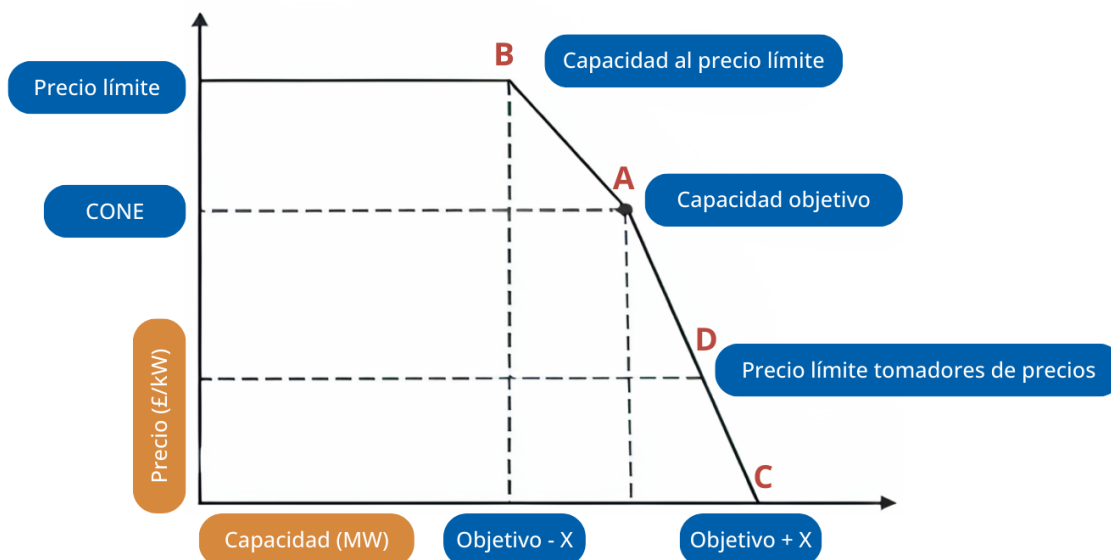
4. Para participar en la subasta, los agentes participantes deben pre-registrar la capacidad (existente, sujeta a inversiones en reposición o nueva capacidad), enviando información operativa, sobre la planificación de los proyectos y financiera.
5. El Gobierno del Reino Unido (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, BEIS) fija administrativamente, cada año, el objetivo de capacidad para las subastas T-1 y T-4, así como otros parámetros relevantes para determinar el pago por capacidad.
6. El periodo de entrega de los contratos que se subastan es de:
  - a. Un año para la capacidad existente.
  - b. Hasta tres años, para la capacidad existente que invierta en inversiones de reposición relevantes (*major refurbishment*).
  - c. Hasta quince años, para nueva capacidad.
7. Para ser elegibles para contratos de más de un año, los agentes participantes en la subasta deben demostrar que la inversión supera determinados niveles. Estos niveles se fijaron en las subastas de 2025 en £ 170/kW para las inversiones en reposición y £ 340/kW para nueva capacidad.
8. El pago por capacidad (£/kW/año) se fija mediante subastas de reloj descendente de los contratos por capacidad con múltiples rondas, que empiezan en el precio máximo. Este pago es igual al precio de equilibrio (*pay as clear*) de la subasta, teniendo en cuenta una curva de demanda determinada por tres puntos (A, B, C) en el plano capacidad-precio (Figura 4.3) (Department for Energy Security & Net Zero, 2025):
  - a. El punto A es la intersección entre el objetivo de capacidad y el coste de inversión de un nuevo entrante (*cost of new entry*, CONE). Este coste, igual a 49 £/kW/año para las subastas con entrega en 2025/2026 y 2028/2029, se fija en función de los costes totales de la tecnología más competitiva (en principio, un ciclo combinado de gas natural), excluyendo los ingresos por energía y servicios complementarios (GOV.UK, s. f.-a).
  - b. Para las subastas T-1 y T-4 en 2025, con periodos de entrega en 2025/2026 y 2028/2029, los objetivos de capacidad se fijaron en 6,0 GW y 42,5 GW, respectivamente.

---

de pequeño tamaño, Renewable Heat Incentive, New Entrants Reserve 300, UK Carbon Capture and Storage Commercialisation Programme) (Department of Energy & Climate Change, 2013c; European Commission, s. f.; GOV.UK, s. f.-c; Ofgem, s. f.-b, s. f.-a). Tampoco es elegible la capacidad con contratos para ofrecer reserva operativa en el corto plazo (*short-term operating reserve*, STOR).

- c. El punto B es la intersección entre el objetivo de capacidad menos una cantidad X (1,5 GW) y el precio máximo fijado administrativamente (75 £/kW/año).
- d. El punto C está determinado, sobre el eje de abscisas (precio igual a cero), por una cantidad igual al objetivo de capacidad más X.
- e. El punto D es el punto de la curva de demanda en el que el precio de la capacidad es igual al precio límite para los tomadores de precios, fijado administrativamente (25 £/kW/año).

**Figura 4.3** Curva de demanda en las subastas del mercado de capacidad



Fuente: traducido (y modificado) de Ofgem, (2024).

- 9. Los precios de equilibrio de las subastas han oscilado entre 0,77 y 75,00 £/kW/año en las subastas T-1 y entre 6,44 y 65,00 £/kW/año en las subastas T-4, con una cierta variabilidad de precios entre un año y el siguiente<sup>56</sup>.
- 10. Para recibir pagos por capacidad, las nuevas inversiones (en reposición de capacidad existente o en nueva capacidad) deben cumplir con unos objetivos mínimos de compromiso financiero (al menos un 10 % de la inversión total antes de 18 meses) y de desarrollo de los proyectos (la nueva capacidad solo cobra pago por capacidad si se ha alcanzado el 90 % de la capacidad sujeta a la obligación).

<sup>56</sup> Como comparación, los precios de la capacidad en el actual mercado francés oscilaron entre 2017 y 2021 entre 9,3 €/kW/año y 39,0 €/kW/año (OFATE DFBEW, 2024).

11. Finalmente, las obligaciones de capacidad pueden ser revocadas por la autoridad regulatoria si: (a) no se cumplen los hitos financieros o de desarrollo de la capacidad; (b) no se contrata la capacidad de acceso a las redes; (c) no se cumplen los requisitos de elegibilidad; o (d) se presentan determinadas situaciones de insolvencia. En estos casos, los proveedores deberán pagar penalizaciones por terminación cuyo valor exacto, con un orden de magnitud de varios miles de libras por MWh (no suministrado en situaciones de estrés), depende de la causa.
12. Los proveedores de capacidad están obligados a generar energía, en función del valor máximo contratado de capacidad en la obligación de capacidad, en las siguientes cuatro horas a la declaración de situación de estrés en el mercado tras un aviso en el mercado de capacidad por parte del operador del sistema NESO.
13. En caso de incumplimiento de la obligación de generar, la penalización es equivalente a  $1/24$  del precio de la subasta, ajustado por inflación (con techos mensuales y anuales ligados al ingreso máximo por capacidad).
14. Las obligaciones de capacidad se pueden negociar (parcial o totalmente) en el mercado secundario. Además, los agentes que entreguen, en una situación de estrés, más energía que la que implica la obligación de capacidad, pueden vender esa energía a otros agentes que no alcanzaron los niveles requeridos en las obligaciones de capacidad.

## 4.4. La propuesta de mercado de capacidad en España

### 4.4.1. Descripción de la propuesta

A finales de 2024 se puso en marcha una consulta pública (entre el 18 de diciembre de 2024 y el 29 de enero de 2025) sobre una propuesta del MITECO para crear un mercado de capacidad en España (MITECO, 2024c) que podría estar operativo en 2026 (Europa Press, 2024).

La nueva propuesta actualiza el proyecto que se sometió a información pública en abril de 2021 (y que quedó en suspenso), introduciendo algunas modificaciones en el diseño y en algunos parámetros del modelo (p. ej., periodos de prestación de servicio, criterios de flexibilidad, topes de precios, etc.).

La justificación de la propuesta se basa en los siguientes argumentos:

- la entrada continuada de capacidad de energía renovable en el sistema eléctrico requiere asegurar suficientes fuentes de respaldo y flexibilidad que permitan garantizar la seguridad de suministro;

- las estimaciones del parámetro de seguridad de suministro LOLE en el sistema español para los próximos años, que indican escasez de generación firme en los escenarios analizados<sup>57</sup>; y
- por otro lado, la aprobación de la reforma del diseño del mercado eléctrico en 2024 (Reglamento (UE) 2024/1747)<sup>58</sup> abrió la puerta al establecimiento de mercados de capacidad (o modificación de los existentes) para que los sistemas eléctricos dispongan de niveles de flexibilidad adecuados.

Los principales elementos de la propuesta de mercado de capacidad en España son los siguientes (MITECO, 2024c, 2024b):

1. Se define un mercado de capacidad como un mercado centralizado universal, compatible con los mecanismos de capacidad previstos en el Reglamento (UE) 2019/943, en el que se asignan, mediante subastas, pagos por servicios de capacidad entre sujetos habilitados para participar en dichas subastas con recursos energéticos certificados para prestar un servicio de capacidad<sup>59</sup>.
2. El servicio de capacidad se define como la disponibilidad de potencia firme en momentos de estrés del sistema. Las horas de estrés del sistema para cada año natural (como máximo, el 10 % del total) son definidas antes del inicio del mismo por el operador del sistema y conocidas por los proveedores del servicio de capacidad al menos seis semanas antes del inicio del año natural.
3. Se entiende por potencia firme la potencia activa media que una instalación (incluyendo instalaciones híbridas) puede aportar al sistema en función de sus características de disponibilidad y fiabilidad. Se calcula como el producto de la potencia instalada por un coeficiente de firmeza y no puede ser superior a la capacidad de acceso contratada.

---

<sup>57</sup> Como se mencionó en la Subsección 3.4.2, en el informe de noviembre de 2023, REE estimó un LOLE para el sistema eléctrico español de 6,26 horas/año en 2025, 4,76 horas en 2027 y 2,34 horas en 2030 (Red Eléctrica, 2023). Estos valores, y los resultantes de aplicar la metodología de ENTSO-E--ver MITECO (2024a), p. 3--, están por encima del estándar de fiabilidad de 0,94 horas establecido en el Reglamento (UE) 2019/943.

<sup>58</sup> Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión. Ver Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea (2024).

<sup>59</sup> Los agentes habilitados deberán adherirse al marco legal establecido para la participación en el mercado de capacidad, que establecerá los derechos y obligaciones asociados a la prestación de los servicios de capacidad.

4. El operador del sistema definirá el coeficiente de firmeza de cada tecnología de referencia (o tecnología tipo para la que se definen las condiciones técnicas para su participación en el mercado de capacidad).
5. Para cada tecnología de referencia (no renovable) se determina un coeficiente de flexibilidad, definido como la ratio de la energía casada en mercados de balance —de activación manual— y la energía total producida. Para participar en las subastas se establecerá un umbral (mínimo) de flexibilidad.
6. Pueden participar en las subastas todas las tecnologías y recursos energéticos (generación, almacenamiento y respuesta de la demanda de los consumidores finales), los agregadores de demanda (incluidos los comercializadores) y otros sujetos que actúen como representantes de terceros.
7. Los agentes que deseen participar en el mercado de capacidad deben cumplir con unos requisitos de habilitación económicos, legales y técnicos en función de la tecnología y las características del recurso energético con el que participen en las subastas. Entre ellos, que dispongan de más de 1 MW de capacidad firme, que tengan emisiones de CO<sub>2</sub> inferiores a 550 gCO<sub>2</sub>/MWh (en el caso de centrales que utilizan combustibles de origen fósil) y que no perciban retribución por pagos por capacidad, mecanismos de capacidad, otros marcos retributivos regulados o por productos específicos de balance.
8. La asignación de contratos de servicios de capacidad se realizará de acuerdo con subastas competitivas de sobre cerrado a partir de ofertas que incluyen la capacidad firme ofertada (MW) y el precio unitario de la misma (€/MW firme/año). Se llevarán a cabo tres tipos de subastas:
  - a. Subastas de capacidad principal, para la prestación de servicios de capacidad (en función de las necesidades de firmeza estimadas para el sistema eléctrico por el operador del sistema en sus análisis de cobertura de la demanda) que deberán iniciarse antes de cinco años tras la celebración de las subastas. La duración de los contratos de servicios de capacidad asignados depende del tipo de tecnología de referencia y de si se trata de recursos energéticos existentes o nuevas inversiones:
    - i. Para instalaciones de generación y almacenamiento existentes, la duración será de 12 meses.
    - ii. Para nuevas inversiones en generación y almacenamiento, la duración dependerá de la tecnología de referencia y reflejará un periodo igual a la mitad de su vida útil y no superior a 15 años.

- iii. Para instalaciones de demanda, el periodo podrá oscilar entre 1 y 10 años.
  - b. Subastas de capacidad de ajuste, para la prestación de servicios de capacidad en periodos de 12 meses, con el objeto de resolver problemas puntuales de cobertura de la demanda no resueltos con las subastas de capacidad principal.
  - c. Subastas transitorias, solicitadas por el operador del sistema para dar respuesta a situaciones puntuales no resueltas con las subastas de capacidad principal o de capacidad de ajuste y que cubrirían el periodo hasta que se inicie el periodo de entrega de la primera subasta principal.
9. Los pagos por capacidad se determinarán en función de las ofertas enviadas por los agentes (*pay as bid*) que resulten casadas, teniendo en cuenta una curva de demanda de capacidad firme (curva de potencia firme requerida) estimada por el operador del sistema a partir de, al menos, tres pares de puntos capacidad-precio estimados según la energía no suministrada prevista para cada nivel de potencia firme y el valor de la energía no suministrada (*value of lost load*)<sup>60</sup>. En las subastas podrá fijarse un precio máximo de la potencia firme (que puede ser confidencial) y un precio inferior de reserva o precio máximo para instalaciones existentes que puede ser menor que el precio máximo de la potencia firme.
10. La prestación del servicio en horas de estrés del sistema se verificará en función de la capacidad firme media disponible por parte de las instalaciones proveedoras del servicio (de generación, almacenamiento o demanda) durante las horas de estrés definidas. En el caso de las instalaciones de demanda, el operador del sistema emitirá una orden de activación del mismo en horas de estrés (al menos tres horas antes del inicio del periodo de programación para el que se solicita una reducción de demanda) cuando el margen de cobertura se considere insuficiente y con un periodo mínimo de activación de dicha reducción de una hora.
11. En caso de incumplimiento (en un año dado) de la obligación de ofrecer potencia firme, los generadores deberán pagar una penalización igual al producto de la capacidad firme comprometida y no disponible en ese año y un 120 % del precio de adjudicación en la subasta. La demanda deberá pagar penalizaciones por incumplimiento en función del precio de adjudicación y del número de veces en que se incumpla la obligación de responder ante activaciones del servicio, requiriendo una reducción del consumo.

---

<sup>60</sup> Para la estimación de la curva de potencia firme requerida se utilizarán las definiciones incluidas en la Decisión 24/2020 de 2 de octubre de 2020 (ACER, 2020) y la metodología descrita en el artículo 4.2 del Procedimiento de Operación de Aplicación del Servicio de Capacidad (MITECO, 2024b).

12. La financiación del servicio de capacidad se incorporará al proceso de liquidación de los servicios de ajuste del sistema. Estos costes son financiados, según el P.O. 14.4, por la demanda (Boletín Oficial del Estado, 2019).
13. Los proveedores del servicio de capacidad podrán ceder o traspasar los derechos y las obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad, sin que dichas cesiones o traspasos puedan suponer una reducción de la potencia firme asignada.

#### 4.4.2. Análisis de la propuesta

El mercado de capacidad propuesto por el MITECO es un modelo de mercado *Market Wide-Central Buyer* (MW-CB), en la terminología de la Comisión Europea (ver la [Subsección 4.2.2.](#)). Algunos de los principales elementos del mismo están alineados con los de los esquemas MW-CB en operación en otros Estados miembros en la actualidad (i. e., en aspectos como neutralidad tecnológica, participación de agregadores, duración de los contratos, etc.).

En otros aspectos, el modelo planteado por el MITECO en la propuesta de mercado de capacidad de diciembre de 2024 difiere de los esquemas vigentes en otros mercados, pudiéndose destacar los siguientes elementos:

1. La definición de las horas de estrés del sistema en un año dado se realiza *ex ante*. El problema con este elemento de diseño es que estas horas de estrés no tienen por qué coincidir con los momentos en los que exista escasez de generación en el sistema. El incentivo a la disponibilidad de potencia firme, por tanto, puede no ser eficiente (i. e., inducir la máxima potencia firme disponible en los momentos en los que más se necesita).
2. Por otro lado, la prestación efectiva del servicio depende de aportar, en promedio y para todo el conjunto de horas de estrés, la potencia firme comprometida. Al ligarse a este promedio anual, las potenciales penalizaciones por incumplimientos debilitan las señales para mantener la disponibilidad de la potencia en los momentos puntuales en los que más necesita potencia el sistema.
3. Además, el coeficiente de flexibilidad, según cómo se defina, puede discriminar entre tecnologías (p. ej., la generación nuclear, que no actúa en los mercados de balance de activación manual) que pueden aportar potencia firme en las horas de escasez de generación en el sistema y que requieran ingresos adicionales para resolver el problema de *missing money* o ingresos insuficientes. Desde el punto de vista del sistema, lo relevante es que el margen de reserva en los momentos críticos sea el máximo posible, independientemente de las tecnologías que ofrezcan la potencia firme.

4. El mecanismo de subasta elegido (subastas de sobre cerrado y pagos según las ofertas o *pay as bid*) no es necesariamente el más eficiente. Diversos estudios indican que el formato de subasta de reloj descendente puede ser superior al de sobre cerrado al mitigar el impacto de la incertidumbre sobre el *missing money* y reducir el riesgo de la maldición del ganador<sup>61</sup> (Department for Energy Security & Net Zero, 2023)<sup>62</sup>. En todo caso, el análisis del Department for Energy Security & Net Zero (2023) sugiere que la elección entre los dos tipos de subasta debe basarse en la evaluación y el equilibrio entre mitigar la incertidumbre sobre el valor común de la capacidad y el riesgo de que algunos agentes puedan actuar de forma estratégica en la subasta.
5. En la propuesta de mercado de capacidad no se define una periodicidad para las subastas ni periodos de antelación de las mismas (respecto del inicio del periodo de prestación del servicio) predeterminados, lo que puede generar incertidumbre entre los inversores y las empresas de generación.
6. Debería habilitarse la posibilidad de realizar subastas transitorias que estén vinculadas a contratos de varios años de duración, para evitar desincentivar las inversiones necesarias en ciclos combinados o que tengan que imputar el valor total de la inversión en su oferta para un solo año.
7. En el mercado propuesto se permite, de forma explícita, la participación de agregadores de demanda, así como de instalaciones que hibriden (por ejemplo) la generación y el almacenamiento.
8. El esquema debería garantizar la libertad de salida para que aquellas instalaciones no adjudicatarias del servicio y cuya viabilidad económica esté comprometida tengan la posibilidad de cesar su operación.
9. El mecanismo debe evitar la duplicidad de ayudas (p. ej., ayudas FEDER a proyectos de almacenamiento<sup>63</sup>), lo que podría generar distorsiones en el mercado de capacidad. Una

---

<sup>61</sup> La maldición del ganador en subastas hace referencia a la tendencia a ofertar por encima del valor de un contrato por razones relacionadas con la falta de información u otras (Haufe et al., 2017).

<sup>62</sup> Al analizar la reforma del mercado eléctrico hace una década el Gobierno del Reino Unido analizó las ventajas y desventajas de los distintos tipos de subasta, argumentando a favor de la subasta de precio descendente frente a la subasta de sobre cerrado (Department of Energy & Climate Change, 2013a, pp. 25-26), en línea con la conclusión de Moore (2013). Harbord & Pagnozzi (2014) argumentaron, analizando los casos de Colombia y el Reino Unido, que, en situaciones de elevada concentración en el mercado de generación, la subasta de reloj descendente podría dar lugar a problemas de comportamiento estratégico y a resultados ineficientes.

<sup>63</sup> Ver MITECO (2025c).

posibilidad para resolver este efecto sería definir una metodología *ex ante* que tenga en cuenta adecuadamente las ayudas recibidas.

10. Finalmente, la existencia de parámetros clave que dependen de decisiones de las autoridades regulatorias no sujetas a metodologías transparentes (p. ej., precios máximos, precios de reserva mínimos, ratios de firmeza, etc.) genera incertidumbre y riesgo regulatorio que pueden tener impacto negativo sobre las decisiones de inversión u operación de activos y sobre los resultados de las subastas<sup>64</sup>.

---

<sup>64</sup> Por ejemplo, si el precio mínimo de reserva es confidencial, podrían producirse resultados no previstos en la subasta. Otro parámetro que puede generar distorsiones es la ratio de firmeza. La discriminación por tecnología (en función de la disponibilidad, en algunos casos, y de la producción, en otros) puede generar distorsiones, siendo la disponibilidad un criterio razonable para todas las tecnologías despachables, sin distinción entre ellas.

## 5. Conclusiones y reflexiones finales

***La evolución de los sistemas eléctricos en todo el mundo y otros factores, como el cambio climático, están dando lugar a una necesidad creciente y cada vez más urgente de aumentar las fuentes de flexibilidad.***

Diversos factores estructurales están incrementando significativamente la necesidad de una mayor capacidad de respuesta de los sistemas eléctricos ante variaciones en la oferta y la demanda de electricidad en distintos horizontes temporales. Por un lado, el esfuerzo por avanzar rápidamente en la descarbonización de la economía está dando lugar a la creciente penetración en el *mix* eléctrico de capacidad de generación con tecnologías de energía renovable que no es despachable ni gestionable, como la energía solar y la eólica, y cuyos patrones de generación dependen principalmente de variables meteorológicas y son, por tanto, más difíciles de predecir.

Además, la proliferación de otros recursos energéticos distribuidos (y el crecimiento esperado de los mismos en los próximos años), como los vehículos eléctricos, las instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica o la capacidad de gestión y respuesta de la demanda a las condiciones de mercado y del sistema, están dando lugar a flujos bidireccionales de energía en las redes de distribución y a nuevos retos en la gestión de los sistemas de distribución y de transporte.

La demanda de energía eléctrica, además, puede aumentar en nivel y en variabilidad, tanto por el incremento de la electrificación de usos finales de la energía como por el impacto del cambio climático y la necesidad de responder a situaciones meteorológicas más extremas, con olas de frío y de calor cada vez más pronunciadas.

En este contexto, las redes eléctricas (de transporte y distribución) y el sistema eléctrico en general requieren de más y mejores herramientas de flexibilidad para garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en todo momento, evitando riesgos para el suministro seguro, fiable y de calidad y situaciones en los mercados con un impacto significativo sobre los precios de la electricidad.

Se requiere mayor flexibilidad del sistema eléctrico, por tanto, para avanzar en la descarbonización de la economía, para responder a los nuevos retos operativos que suponen el despliegue de recursos energéticos distribuidos y la mayor variabilidad de la demanda de energía eléctrica, y para mantener el suministro eléctrico en niveles de calidad y seguridad que potencien la competitividad de la economía y la industria europeas, como reconoce explícitamente la Comisión Europea en su Comunicación Pacto por una industria limpia, de febrero de 2025.

***Múltiples tecnologías y recursos energéticos pueden ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico, con distintas capacidades y velocidades de respuesta.***

La flexibilidad del sistema eléctrico puede entenderse, de forma general como la capacidad de respuesta de éste para (a) responder a situaciones operativas diversas en el corto y muy corto plazo y caracterizadas por gran variabilidad en el consumo y la generación de energía eléctrica; (b) afrontar con resiliencia contingencias inesperadas y asociadas a factores diversos (meteorología, fallos en activos, accidentes o dificultades para mantener el sistema eléctrico dentro de los márgenes operativos de seguridad en un contexto de interacción de miles de elementos y recursos de generación, almacenamiento y demanda); y (c) adaptarse de forma eficiente, en el medio y largo plazo, a la evolución de la demanda eléctrica.

Las herramientas de flexibilidad, por tanto, deben cubrir las necesidades de adaptación de los sistemas eléctricos en distintos horizontes temporales. En el muy corto plazo, en un horizonte de segundos a minutos, los sistemas eléctricos deben ser capaces de mantener la corriente, la tensión y la frecuencia del sistema dentro de los rangos de seguridad de los distintos parámetros relevantes. En el corto plazo, en horizontes que van desde los minutos hasta unas pocas horas, los sistemas eléctricos deben ser capaces de responder a las variaciones en la generación renovable de carácter intermitente (eólica y fotovoltaica), cuyos gradientes o variaciones en los niveles de generación pueden alcanzar muchos miles de MW en un plazo de unas pocas horas. Además, los sistemas eléctricos deben ser capaces de resolver las situaciones en las que haya un exceso de generación renovable. En horizontes de mayor plazo, desde una semana, por ejemplo, hasta varios meses (o estaciones), los sistemas eléctricos deben asegurar la disponibilidad de recursos suficientes para hacer frente tanto a los niveles de demanda esperados como a las variaciones (semanales, estacionales) previstas en la demanda y en los recursos de generación (p. ej., por cambios en la reserva hidráulica, en la eolicidad, etc.).

***Los recursos de flexibilidad pueden clasificarse en cuatro grupos principales: (a) generación despachable o controlable; (b) gestión y respuesta de la demanda; (c) sistemas de almacenamiento; y (d) redes eléctricas e interconexiones con sistemas eléctricos adyacentes para el intercambio de electricidad.***

Junto a estos grandes grupos puede mencionarse también la aportación a la flexibilidad del sistema en el muy corto plazo de dispositivos basados en digitalización y electrónica de potencia que favorecen la estabilidad en el comportamiento de los distintos recursos energéticos y la eficiencia y rapidez en su respuesta de flexibilidad, una vez es requerida ésta.

En el lado de la generación, las centrales convencionales despachables (centrales térmicas, como los ciclos combinados de gas natural, e hidráulicas) han sido responsables, históricamente, de facilitar el seguimiento de la demanda (*load following*) en los distintos

horizontes temporales, y de ofrecer flexibilidad en el muy corto plazo a través de los distintos servicios complementarios y de ajuste y de su capacidad para aportar inercia al sistema y facilitar el control de las tensiones. Hoy en día, todas las unidades de generación, síncrona o asíncrona, están capacitadas en teoría (y si disponen de los equipamientos adecuados) para contribuir a la estabilidad del sistema e, incluso, modular algo sus niveles de generación, en el muy corto plazo.

La capacidad de respuesta de la demanda, especialmente, en el muy corto plazo, requiere un desarrollo normativo adecuado (aún incompleto en el caso del mercado español), el despliegue de determinados equipamientos y dispositivos (basados en digitalización) que faciliten respuestas instantáneas ante situaciones determinadas en el sistema y en los mercados, y un diseño y desarrollo adecuado de los mercados de flexibilidad. La respuesta de la demanda es, por tanto, una de las vías potenciales de crecimiento significativo de la flexibilidad en los sistemas eléctricos actuales.

Por otro lado, el despliegue de instalaciones de almacenamiento (p. ej., baterías) es otra de las vías claras para avanzar en un sistema eléctrico más resiliente y flexible. En algunos sistemas eléctricos con gran penetración de las energías renovables, como el de California, en Estados Unidos, la capacidad instalada en baterías está alcanzando niveles inimaginables hace unos años. En abril de 2025, por ejemplo, la capacidad total de las baterías instaladas en California alcanzaba casi 15.800 MW (unos 13.250 MW en grandes baterías en las redes, unos 1.830 MW en el sector residencial y unos 670 MW en el sector comercial)<sup>65</sup>. Esto representaba un 30,3 % del objetivo de 52.000 MW fijado para 2024. En España, a finales de mayo de 2025, el MITECO lanzó una convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético<sup>66</sup> que cuenta con hasta 700 M€ del FEDER 2021-2027 para financiar entre 80 y 120 proyectos de almacenamiento (tanto hibridado, junto a instalaciones de energía renovable, como stand-alone, en las redes de distribución y/o transporte, térmico, con bombeo reversible) que deberán estar concluidos antes de 2030 y que podrían sumar, en conjunto, entre 2.500 MW y 3.500 MW de capacidad.

Finalmente, las redes eléctricas pueden contribuir a la provisión de flexibilidad de distintas maneras. Por un lado, las interconexiones entre sistemas eléctricos (y, en general, una mayor integración entre los mismos) incrementan las herramientas a disposición de los operadores de los sistemas eléctricos para mantener la estabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico en tiempo real. Una gestión activa y eficiente de la operación de las redes eléctricas, mediante equipamientos de control digitalizados como *power system stabilizers*, *power*

---

<sup>65</sup> Ver CA.gov (2025).

<sup>66</sup> Ver IDAE (2025).

*oscillation dampers*, etc., puede reducir los riesgos que amenazan la estabilidad de los sistemas eléctricos con elevados niveles de penetración de recursos energéticos distribuidos y con gran variabilidad, en general, tanto en la generación como en el consumo de energía eléctrica. Otras soluciones, como los FACTS (sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna) o la utilización de corriente continua en líneas de alta tensión (HVDC), pueden contribuir a una mejor gestión de la potencia reactiva, al control de la tensión y al control del flujo de potencia.

***En los próximos años, se estima que deberán realizarse nuevas inversiones para incrementar los niveles de flexibilidad hasta los niveles requeridos para garantizar un sistema eléctrico fiable y resiliente.***

Las necesidades de flexibilidad de un sistema eléctrico también dependen de sus características físicas específicas, determinadas por los activos existentes, la configuración de la red, las interconexiones con otros sistemas, el avance de la electrificación de los consumos de energía y la penetración de energías renovables. En función de todos estos factores puede resultar óptima la provisión de flexibilidad con distintos *mix* tecnológicos (p. ej., distintas combinaciones de baterías eléctricas, bombeo hidráulico u otras tecnologías, con distintas capacidades operativas y de respuesta flexible).

Cada sistema cuenta con una combinación única de plantas despachables, redes de transporte y distribución con distinta robustez y mercados eléctricos más o menos interconectados, lo que afecta su capacidad para gestionar la variabilidad (IEA, 2011).

La IEA estima que, en la actualidad, a pesar del incremento en la penetración de las VRE, las variaciones en la demanda siguen siendo el principal determinante de las necesidades de flexibilidad en todas las escalas temporales (muy corto plazo, semanas, estaciones). Sin embargo, a medio y largo plazo, en los horizontes temporales 2030 y 2050, los principales determinantes del crecimiento de las necesidades de flexibilidad serán los incrementos en la capacidad de generación solar (con especial impacto en el muy corto plazo) y eólica (en horizontes semanales).

Los escenarios de evolución de los sistemas eléctricos hacia sistemas con cero emisiones netas sugieren que la flexibilidad de corto plazo que brindan las plantas térmicas y las hidroeléctricas (en un horizonte de horas a unos pocos días) se verá complementada con la que aportan las instalaciones de almacenamiento, como los bombeos o las baterías y los mecanismos de respuesta de la demanda. En el muy largo plazo, en el horizonte 2050, la respuesta de la demanda (especialmente adecuada para responder rápidamente ante señales del sistema, incluida la operación flexible de electrolizadores), proveerán hasta dos tercios de las necesidades de flexibilidad de corto plazo, mientras que el tercio restante será aportado por los sistemas de almacenamiento en baterías y las centrales hidroeléctricas (con capacidad de embalse y de bombeo).

En Europa, las necesidades de flexibilidad se duplicarán de aquí a 2030 para integrar adecuadamente las renovables variables y gestionar la mayor sensibilidad de la demanda a la temperatura. En el horizonte 2030, en comparación con los niveles de 2021, la demanda de flexibilidad diaria se multiplicará por 2,4 veces (pudiendo ser cubierta por la respuesta de la demanda, la integración con otros sectores y las tecnologías de almacenamiento), mientras que la demanda de flexibilidad semanal aumentará en casi el doble (con cobertura a partir de sistemas de almacenamiento a gran escala) y la flexibilidad estacional o anual aumentará en 1,3 veces (con un mayor papel de las centrales hidroeléctricas y, si se desarrolla la cadena de valor del hidrógeno, los electrolizadores).

En el caso del sistema eléctrico español, la creciente penetración de las energías renovables no gestionables (eólica y solar) y la mayor variabilidad de la demanda (por una mayor sensibilidad ante cambios en las temperaturas) dan lugar a curvas de demanda residual (curva de pato) con gradientes cada vez más acusados en el muy corto plazo (horizontes de unas pocas horas). Esto implica la necesidad de garantizar la disponibilidad de varios miles de MW de recursos flexibles, con capacidad para modificar al alza o a la baja sus perfiles de generación o de consumo.

***Para garantizar los niveles de inversión en tecnologías flexibles y la disponibilidad de las instalaciones que ofrecen servicios de flexibilidad, la normativa europea prevé la posibilidad de establecer mecanismos de remuneración de la capacidad.***

En concreto, la reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo establece los mecanismos de remuneración de la capacidad (CRM) como un elemento estructural del mercado, con el objetivo de facilitar las inversiones necesarias en tecnologías no fósiles (almacenamiento y respuesta de la demanda) y apoyando a otras tecnologías, como los ciclos combinados de gas natural, que ofrecen respaldo tanto a la cobertura de la demanda como a las necesidades de flexibilidad en distintos horizontes temporales.

Los mecanismos de capacidad para las tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, deben cumplir con distintos requisitos, relacionados con su necesidad (tras una evaluación de los requerimientos de flexibilidad en el sistema), temporalidad (i. e., un máximo de 10 años) y conformidad con la normativa sobre ayudas de Estado europea y, en particular, con las reglas establecidas en guías como CEEAG o la recientemente aprobada CISAF.

El principal objetivo de los CRM es garantizar una cantidad adecuada de recursos de potencia firme en el sistema para cubrir la demanda (i. e., *resource adequacy*, en inglés) y con capacidad de respuesta en los distintos horizontes temporales (desde el muy corto plazo hasta el horizonte estacional o anual). Entre esos recursos pueden incluirse activos de generación o almacenamiento y los mecanismos de respuesta de demanda.

Uno de los principales motivos para implementar CRM en un mercado eléctrico es que los diseños de mercado del tipo *energy only* suelen adolecer de problemas como la dificultad para

que los generadores (y otros activos, como las baterías) recuperen todos sus costes (i. e., el llamado *missing money problem*), especialmente en un entorno de mercado con una creciente penetración de energías renovables de carácter intermitente y con costes marginales bajos o nulos.

***Por otro lado, la tipología de CRM (y de mercados de capacidad) es muy variada e incluye el uso de distintos tipos de herramientas o instrumentos, así como la aplicación de distintos mecanismos de mercado que se han ido implementando en Europa y en distintas partes del mundo.***

La tipología de CRM es variada y permite clasificar los mecanismos en basados en volumen y basados en precio. Entre los primeros, pueden identificarse mecanismos con enfoque específico (*targeted CRM*), como las reservas estratégicas, y mecanismos de mercado con alcance universal (*market-wide CRM*), como las obligaciones de capacidad, las subastas de capacidad o las opciones de confiabilidad:

- Reserva estratégica: Un organismo central (p. ej., el regulador energético o el operador del sistema) estima la cantidad de capacidad necesaria para mantener niveles adecuados de cobertura y seguridad de suministro. Esta capacidad se contrata con proveedores, generalmente mediante una licitación competitiva. Las centrales contratadas no pueden participar en el mercado eléctrico y solo se activan en situaciones de escasez de capacidad.
- Obligaciones de capacidad: En este modelo se establece una obligación para grandes consumidores o comercializadores de electricidad de contratar (con generación existente o nueva) una cantidad de capacidad vinculada a su demanda, más un determinado margen de reserva, existiendo penalizaciones si no se contrata el nivel requerido.
- Subastas de capacidad: Se estima la capacidad total requerida en un horizonte de varios años y se subasta la nueva capacidad necesaria para alcanzar dicho nivel. Los ganadores de la subasta reciben un pago en línea con el coste de construir nueva capacidad. La nueva capacidad participa exclusivamente en el mercado de energía.
- Opciones de confiabilidad (*reliability options*): Se trata de opciones *call* sobre capacidad (flexible) cuyo tenedor es una entidad (p. ej., el gestor del sistema o de la red de transporte, un gran consumidor o un comercializador). El oferente es un generador que vende energía si se ejerce la opción a un precio (*strike price*) predeterminado.

***Los mercados de capacidad en distintos países europeos generan señales económicas más eficientes para la inversión en tecnologías flexibles y para la disponibilidad de instalaciones***

***con una mejor capacidad de respuesta, a fin de alcanzar niveles de cobertura de la demanda y de margen de reserva adecuados.***

Actualmente, hay ocho mecanismos de capacidad en la Unión Europea. Tres de ellos (en Alemania, Finlandia y Suecia) se basaban en un modelo de reservas estratégicas y cinco de ellos son mecanismos de mercado *market-wide*, de los cuales cuatro se basan en un sistema de compra centralizada (Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia) y uno de ellos (Francia) se basa en obligaciones descentralizadas de contratación de capacidad. En Francia (en 2027) y en Alemania (posiblemente en 2028) se implementarán nuevos diseños de CRM basados en mecanismos de mercado en línea con los vigentes en Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia.

Los mecanismos de mercado y, en particular, los mercados de capacidad *market-wide* evitan algunos problemas asociados con las reservas estratégicas (que pueden utilizarse con demasiada frecuencia, para resolver problemas como los precios elevados, distorsionando de esta manera las señales del mercado y, por tanto, la eficiencia de las señales de precios) o los pagos por capacidad (que no necesariamente reflejan el coste necesario para mantener los niveles de margen de reserva y de flexibilidad deseados). Además, suelen diseñarse de modo que todas las tecnologías (incluidos los activos de otros mercados adyacentes) puedan participar en subastas competitivas, ofreciendo su firmeza o flexibilidad.

***El sistema eléctrico español se enfrenta a riesgos de suministro relacionados con escenarios potenciales de niveles insuficientes de cobertura de la demanda.***

En septiembre de 2025, Red Eléctrica llevó a cabo el último análisis de cobertura del sistema eléctrico español peninsular (NRAA), que complementaba el análisis europeo de cobertura (ERAA) de 2024, teniendo en cuenta sensibilidades adicionales relacionadas con una penetración lenta del almacenamiento en el sistema o con la inviabilidad económica de los ciclos combinados de gas natural (Red Eléctrica, 2025). El análisis indicaba que:

- en el corto (2026) y medio plazo (2030) hay riesgos de cobertura de la demanda no despreciables;
- la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema eléctrico peninsular español que ofrece respaldo al sistema no estaría garantizada en el corto, medio ni largo plazo de no establecerse incentivos adicionales; y
- esta generación cuya viabilidad económica no está garantizada (principalmente, ciclos combinados de gas natural) es necesaria para alcanzar el nivel deseado de garantía de suministro.

El análisis del operador del sistema apunta a la necesidad de garantizar la viabilidad económica de las centrales que podrían dejar de operar por obtener ingresos insuficientes en los mercados de energía y de servicios complementarios existentes. El desarrollo de un mercado

de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado en el sistema eléctrico español.

***Además, resulta deseable fomentar la flexibilidad operativa en el corto y medio plazo mediante el refuerzo de las interconexiones, el despliegue de almacenamiento con distintas tecnologías (baterías, bombeo hidráulico...) y una participación más activa de todos los recursos en la provisión de servicios de ajuste y de control de la frecuencia y la tensión.***

Otros análisis de Red Eléctrica indicaban, además de los riesgos de insuficiente cobertura de la demanda en determinados escenarios, que para mantener condiciones adecuadas de control de la tensión y la frecuencia y de inercia en el sistema eléctrico, resultaba deseable desarrollar flexibilidad y capacidad de respuesta a través de las interconexiones internacionales y el almacenamiento y mediante una participación activa de la generación renovable, el almacenamiento y la gestión de la demanda en la provisión de servicios de ajuste y de control de la frecuencia y la tensión (Red Eléctrica, 2020).

***En España, el Gobierno sacó a consulta pública en diciembre de 2024 una propuesta para desarrollar un mercado de capacidad alineado con los diseños de otros mercados europeos.***

A finales de 2024, el MITECO puso en marcha una consulta pública sobre una propuesta para crear un mercado de capacidad en España, que actualizaba un proyecto anterior sometido a información pública en abril de 2021. El diseño de mercado de capacidad está alineado con las bases y principios establecidos en la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo de 2024 (Reglamento (UE) 2024/1747) y se espera que esté operativo en 2026 (Europa Press, 2024).

El mercado de capacidad propuesto en España es un mercado centralizado universal, similar a los existentes en otros Estados miembros de la UE, que asignará, mediante subastas *pay as bid*, pagos por servicios de capacidad prestados por sujetos habilitados (bajo criterios económicos, legales y técnicos) para participar en la subasta con recursos energéticos certificados (i. e., potencia firme, definida según parámetros de firmeza fijados *ex ante* para las distintas tecnologías) para prestar un servicio de capacidad.

El servicio de capacidad se define como un servicio de disponibilidad de potencia firme en momentos de estrés del sistema (definido, para un máximo del 10 % de las horas, por el operador del sistema antes del inicio de cada año natural). Además, la participación en las subastas requiere que la tecnología ofrezca un umbral mínimo de flexibilidad (definido como la ratio de la energía casada en mercados de balance de activación manual y la energía total producida).

La participación en las subastas está abierta a todas las tecnologías y recursos energéticos (generación, almacenamiento y respuesta de la demanda de los consumidores finales), a los agregadores de demanda (incluidos los comercializadores) y a otros sujetos que actúen como representantes de terceros.

Se llevarán a cabo tres tipos de subastas, incluyendo (a) subastas de capacidad principal, que asignarán pagos por capacidad para alcanzar los objetivos de margen de reserva que estime el operador del sistema, con compromisos de firmeza y flexibilidad de 12 meses, para centrales existentes, y entre 1 y 15 años, para nuevas inversiones en generación y almacenamiento, y entre 1 y 10 años, para instalaciones de demanda; (b) subastas de capacidad de ajuste, para la prestación de servicios de capacidad en periodos de 12 meses, con el objeto de resolver problemas puntuales de cobertura; y (c) subastas transitorias, para resolver situaciones puntuales no resueltas con las subastas de capacidad principal o de capacidad de ajuste.

Los pagos por capacidad se determinarán en función de las ofertas enviadas por los agentes (*pay as bid*) que resulten casadas, teniendo en cuenta una curva de demanda de capacidad firme que tendrá en cuenta varios niveles de energía no suministrada para distintos niveles de capacidad firme y según el valor de la energía no suministrada (*value of lost load*) para esos niveles de capacidad.

Los proveedores del servicio de capacidad podrán ceder o traspasar los derechos y las obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad, sin que dichas cesiones o traspasos supongan una reducción de la potencia firme asignada.

***Aunque la propuesta de mercado de capacidad en España está alineada con los diseños de mercado existentes en Europa, podrían mejorarse algunos aspectos de la propuesta que podrían introducir riesgos de distorsión e ineficiencia en el funcionamiento del mercado.***

Entre estos aspectos, cabe señalar los siguientes:

- Las horas de estrés, según se definen en la propuesta, no necesariamente coincidirán con los momentos en que exista escasez de generación en el sistema.
- La prestación efectiva del servicio, como un promedio del conjunto de horas de estrés, debilita el incentivo a la disponibilidad de potencia en los momentos puntuales en los que el sistema más necesita potencia.
- El coeficiente de flexibilidad, según cómo se defina, puede discriminar entre tecnologías (p. ej., la generación nuclear, que no actúa en los mercados de balance de activación manual), pero que pueden aportar potencia firme en las horas de escasez de generación en el sistema.
- El mecanismo de subasta elegido (subastas de sobre cerrado y pagos según las ofertas, o *pay as bid*) no es necesariamente el más eficiente, según diversos estudios académicos.
- No se define una periodicidad para las subastas ni periodos de antelación predeterminados, lo que puede generar incertidumbre entre los inversores y las empresas que operan activos de generación.

- Debería habilitarse la posibilidad de realizar subastas transitorias vinculadas a contratos de varios años de duración, para evitar desincentivar las inversiones necesarias en ciclos combinados o imputar el valor total de la inversión en ofertas para un solo año.
- El esquema debería garantizar la libertad de salida para que aquellas instalaciones no adjudicatarias del servicio y cuya viabilidad económica esté comprometida tengan la posibilidad de cesar su operación.
- El mecanismo debe evitar la duplicidad de ayudas (p. ej., ayudas FEDER a proyectos de almacenamiento), lo que podría generar distorsiones en el mercado de capacidad.
- Finalmente, la existencia de parámetros clave que dependen de decisiones de las autoridades regulatorias no sujetas a metodologías transparentes (p. ej., precios máximos, precios de reserva mínimos confidenciales, ratios de firmeza distintos para distintas tecnologías, etc.) genera incertidumbre y riesgo regulatorio que pueden tener impacto negativo sobre las decisiones de inversión u operación de activos y sobre los resultados de las subastas.

***Además de acelerar la implementación del mercado de capacidad, resulta relevante asegurar la coordinación del conjunto de medidas orientadas a incrementar la flexibilidad y la resiliencia del sistema y la seguridad del suministro de manera eficiente, y a reducir barreras al despliegue de los distintos recursos y tecnologías flexibles.***

Los objetivos del nuevo mercado de capacidad incluyen garantizar la cobertura de la demanda en los distintos horizontes temporales y disponer de suficientes recursos de flexibilidad para dar respuesta a una amplia variedad de escenarios operativos y contingencias desde el muy corto plazo (segundos, minutos, unas pocas horas) al corto plazo (horas, día siguiente, siguientes días), el medio plazo (días a semanas) y el largo plazo (meses y estaciones y años).

El apagón que sufrió el sistema eléctrico español (peninsular) el día 28 de abril de 2025 ha puesto de manifiesto la necesidad de completar el marco regulatorio para asegurar niveles de cobertura de la demanda y de flexibilidad adecuados, generando incentivos adecuados tanto a la inversión en un mix de tecnologías de flexibilidad eficiente como a la provisión de servicios de flexibilidad y resiliencia al sistema eléctrico en conjunto.

En los últimos meses, se han aprobado distintas normas orientadas a incrementar la flexibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico. Así, el regulador energético (CNMC) aprobó el 12 de junio una revisión del servicio de control de tensión (y la adaptación correspondiente de los Procedimientos de Operación 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 y 14.4) basada en una propuesta del operador del sistema de marzo de 2024 (CNMC, 2025a). En octubre de 2025, la CNMC modificó temporalmente varios procedimientos de operación del sistema eléctrico para reforzar la seguridad del suministro y reducir las variaciones bruscas de tensión (CNMC, 2025c). A principios de noviembre, la CNMC aprobó la modificación del Procedimiento de Operación 7.5, relativo al nuevo servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), que facilita que los

consumidores, incluyendo los industriales, proporcionen de manera voluntaria su capacidad de reducir su consumo cuando Red Eléctrica de España lo necesite para garantizar la seguridad del suministro (CNMC, 2025b).

Si bien todas estas normas apuntan en la dirección de fomentar el desarrollo de recursos de flexibilidad en el sistema eléctrico, debe garantizarse que no interfieran con el diseño del futuro mercado de capacidad, cuyos parámetros clave deben garantizar la disponibilidad de suficientes recursos flexibles de generación, almacenamiento y gestión de la demanda para cubrir con las necesidades de cobertura y seguimiento de la demanda en los distintos horizontes temporales (tiempo real, corto, medio y largo plazo).

## Bibliografía

- ACER. (s. f.). *ACER Monitoring Reports*. <https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/archive>
- ACER. (2013a, febrero 15). *Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 05/2013 of 15 February 2013 on Capacity Markets*. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2013.pdf>
- ACER. (2013b, julio 30). *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf>
- ACER. (2020). *Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*. [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions\\_annex/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I\\_1.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I_1.pdf)
- ACER. (2022). *Security of EU electricity supply 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*. [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_Security\\_of\\_EU\\_Electricity\\_Supply\\_2021.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf)
- ACER. (2023). *Security of EU electricity supply 2023*. [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2023.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2023.pdf)
- ACER. (2024a). *Progress of EU electricity wholesale market integration: 2024 Market Monitoring Report*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [https://www.acer.europa.eu/monitoring/electricity\\_market\\_integration\\_2024](https://www.acer.europa.eu/monitoring/electricity_market_integration_2024)
- ACER. (2024b). *Security of EU electricity supply 2024: Monitoring Report*. [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2024.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf)
- ACER. (2025a, marzo 11). *New network code on demand response will further advance the energy transition*. <https://www.acer.europa.eu/news/new-network-code-demand-response-will-further-advance-energy-transition>
- ACER. (2025b, noviembre 24). *ACER to decide on amending the European resource adequacy assessment methodology to streamline approval of capacity mechanisms* | [www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu). <https://www.acer.europa.eu/news/acer-decide-amending->

europaen-resource-adequacy-assessment-methodology-streamline-approval-capacity-mechanisms

- Alexopoulos, D. K., Anastasiadis, A. G., Vokas, G. A., Kaminaris, S. D., & Psomopoulos, C. S. (2021). A review of flexibility options for high RES penetration in power systems—Focusing the Greek case. *Energy Reports*, 7, 33-50. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.09.050>
- Alhadhrami, S., Soto, G. J., & Lindley, B. (2023). Dispatch analysis of flexible power operation with multi-unit small modular reactors. *Energy*, 280, 128107. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128107>
- Alizadeh, M. I., Parsa Moghaddam, M., Amjady, N., Siano, P., & Sheikh-El-Eslami, M. K. (2016). Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1186-1193. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.200>
- Aurora. (2025). *Capacity remuneration mechanisms in Europe*. [https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2025/01/20250123\\_Aurora\\_BFF\\_CRM-Report\\_final.pdf](https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2025/01/20250123_Aurora_BFF_CRM-Report_final.pdf)
- Batalla, J. (2018). *Retos en la operación del sistema eléctrico en un contexto de transformación del sector energético*. FUNSEAM. [https://funseam.com/wp-content/uploads/2018/10/k2\\_attachments\\_201807\\_Informe\\_Funseam\\_Retos\\_en\\_la\\_operacion\\_del\\_sistema\\_electrico\\_1.pdf](https://funseam.com/wp-content/uploads/2018/10/k2_attachments_201807_Informe_Funseam_Retos_en_la_operacion_del_sistema_electrico_1.pdf)
- Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets*, 16(3), 184-193. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.004>
- Boiteux, M. (1960). Peak-Load Pricing. *The Journal of Business*, 33(2), 157-179. JSTOR.
- Boiteux, M. (1971). On the management of public monopolies subject to budgetary constraints. *Journal of Economic Theory*, 3(3), 219-240. [https://doi.org/10.1016/0022-0531\(71\)90020-2](https://doi.org/10.1016/0022-0531(71)90020-2)
- Boletín Oficial del Estado. (2019). *P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del Sistema*. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Energia/Normativa\\_M\\_Electrico/P.O.%2014.4%20Derechos%20de%20cobro%20y%20obligaciones%20de%20pago%20por%20los%20servicios%20de%20ajuste%20del%20sistema.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Normativa_M_Electrico/P.O.%2014.4%20Derechos%20de%20cobro%20y%20obligaciones%20de%20pago%20por%20los%20servicios%20de%20ajuste%20del%20sistema.pdf)
- Brown, T., & Reichenberg, L. (2021). Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action. *Energy Economics*, 100, 105354. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105354>
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity

remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059-1078. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>

Buhl, H. U., Gabrek, N., Gerdes, J.-N., Kaymakci, C., Rauland, K., Richter, F., Sauer, A., Schneider, C., Schott, P., Seifermann, S., Tristán, A., Wagner, J., Wagon, F., Weibelzahl, M., Weissflog, J., & Zachmann, B. (2021). *Industrial flexibility options and their applications in a future energy system*. <https://doi.org/10.24406/fit-n-639062>

CA.gov. (2025). *California Energy Storage System Survey*. <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>

Cardona-Vasquez, D., Garcia-Rendon, J., & Arango-Manrique, A. (2024). Effect of the intermittency of non-conventional renewable energy sources on the volatility of the Colombian spot price. *Renewable Energy*, 232, 121073. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121073>

Chen, R., Wang, J., Botterud, A., & Sun, H. (2017). Wind Power Providing Flexible Ramp Product. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3), 2049-2061. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2603225>

Clifford Chance. (2015). *Capacity Market: An EMR Primer* (Briefing note). <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2015/11/capacity-market-an-emr-primer.pdf>

CNMC. (2025a). *RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 Y 14.4 PARA EL DESARROLLO DE UN SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL (DCOOR/DE/005/24)*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5996224.pdf>

CNMC. (2025b, noviembre 11). *La CNMC revisa la regulación del servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) [nota de prensa]*. <https://www.cnmc.es/prensa/revision-regulacion-srad-20251111>

CNMC. (2025c, noviembre 19). *La CNMC desarrolla un plan de trabajo que supervisa las medidas temporales para reducir las variaciones bruscas de tensión en el sistema eléctrico [nota de prensa]*. <https://www.cnmc.es/prensa/plan-trabajo-medidas-temporales-electrico-20251119>

Comisión Europea. (2022). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN. Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 (2022/C 80/01)*. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03))

Comisión Europea. (2025a). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES. Plan*

*de Acción para una Energía Asequible. Explotar el verdadero valor de nuestra Unión de la Energía para garantizar una energía asequible, eficiente y limpia para todos los europeos.*  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0079>

Comisión Europea. (2025b). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN relativa al marco aplicable a las medidas de ayuda estatal para apoyar el Pacto por una Industria Limpia (Marco de ayudas estatales del Pacto por una Industria Limpia)*. Bruselas, 25.6.2025. C(2025) 7600 final.  
[https://competition-policy.ec.europa.eu/document/download/8dcbb2d0-d13e-4672-bd37-da68bf4b55fa\\_en?filename=CISAF\\_all.zip](https://competition-policy.ec.europa.eu/document/download/8dcbb2d0-d13e-4672-bd37-da68bf4b55fa_en?filename=CISAF_all.zip)

Comisión Europea. (2025c). *INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO sobre la evaluación de las posibilidades de racionalización y simplificación del proceso de aplicación de un mecanismo de capacidad con arreglo al capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943, de conformidad con el artículo 69, apartado 3, del Reglamento (UE) 2019/943*.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0065>

Consentec, r2b energy consulting, & Öko-Institut. (2024). *Overview of the design of a combined capacity market*. [https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/design-proposal-for-a-combined-capacity-market.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/design-proposal-for-a-combined-capacity-market.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Cramton, P., Ockenfels, A., & Stoft, S. (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.2>

Crew, M. A., Fernando, C. S., & Kleindorfer, P. R. (1995). The theory of peak-load pricing: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8(3), 215-248. <https://doi.org/10.1007/BF01070807>

Cruz, M. R. M., Fitiwi, D. Z., Santos, S. F., & Catalão, J. P. S. (2018). A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 338-353. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.028>

Degefa, M. Z., Sperstad, I. B., & Sæle, H. (2021). Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, 194, 107022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>

Department for Energy Security & Net Zero. (2023). *Review of Electricity Market Arrangements. Alternative Capacity Market Auction Designs. A report to the Department for Energy Security and Net Zero* (No. DESNZ research paper number: 2023/027). <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e3a3193f69450263035fc1/4-alternative-capacity-market-auction-design.pdf>

Department for Energy Security & Net Zero. (2025). *Final auction parameters, T-1 and T-4 Capacity Market auctions*. <https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-auction-parameters-letter-from-desnz-to-neso-february-2025/final-auction-parameters-t-1-and-t-4-capacity-market-auctions>

- Department of Energy & Climate Change. (2013a). *Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals*. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/209280/15398\\_TSO\\_Cm\\_8637\\_DECC\\_Electricity\\_Market\\_Reform\\_web\\_optimised.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/209280/15398_TSO_Cm_8637_DECC_Electricity_Market_Reform_web_optimised.pdf)
- Department of Energy & Climate Change. (2013b). *Energy Act*. <https://www.gov.uk/government/collections/energy-act>
- Department of Energy & Climate Change. (2013c). *Preferred bidders announced in UK's £1bn CCS Competition*. <https://www.gov.uk/government/news/preferred-bidders-announced-in-uk-s-1bn-ccs-competition>
- Department of Energy & Climate Change. (2014). *Electricity Market Reform: Contracts for Difference frequently asked questions*. <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-contracts-for-difference-frequently-asked-questions>
- Department of Energy & Climate Change. (2015). *Appendix 5: Electricity Market Reform (EMR)*. <https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-uk-energy-security/2010-to-2015-government-policy-uk-energy-security#appendix-5-electricity-market-reform-emr>
- Drysdale, B., Wu, J., & Jenkins, N. (2015). Flexible demand in the GB domestic electricity sector in 2030. *Applied Energy*, 139, 281-290. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.013>
- DSO Entity, & ENTSO-E. (2025). *Definition of the type and format of data and the methodology for the analysis by transmission system operators and distribution system operators of the flexibility needs at national level*. [https://consultations.entsoe.eu/system-development/public-consultation-on-flexibility-needs-assessment/supporting\\_documents/160425\\_FNA%20methodology\\_ENTSOE\\_DSO%20Entity.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-development/public-consultation-on-flexibility-needs-assessment/supporting_documents/160425_FNA%20methodology_ENTSOE_DSO%20Entity.pdf)
- Dvorkin, Y., Ortega-Vazquez, M. A., & Kirschen, D. S. (2015). Wind generation as a reserve provider. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(8), 779-787.
- EEA, & ACER. (2023). *Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system*. (EEA/ACER Report 09/2023). Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2800/104041>
- Eid, C., Codani, P., Perez, Y., Reneses, J., & Hakvoort, R. (2016). Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 237-247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.008>
- ENTSO-E. (s. f.). *What is the ERAA?* <https://www.entsoe.eu/eraa/>

- EPRI. (2018). *Executive Summary of Lessons Learned from Transitioning to Flexible Power Operations, 2014–2018*. Electric Power Research Institute. <https://www.epri.com/research/products/000000003002013086>
- Erbach, G. (2017). *Capacity Mechanisms for Electricity* (No. PE 603.949). [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS\\_BRI\(2017\)603949\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf)
- Esteller, R. (2025, enero 10). *La CNMC alerta de problemas para el control de tensión de la red eléctrica*. [elEconomista.es. https://www.economista.es/energia/noticias/13164383/01/25/la-cnmc-alerta-de-problemas-para-el-control-de-tension-de-la-red-electrica.html](https://www.economista.es/energia/noticias/13164383/01/25/la-cnmc-alerta-de-problemas-para-el-control-de-tension-de-la-red-electrica.html)
- ETC. (2025). *Demand side flexibility – unleashing untapped potential for clean power*. Energy Transitions Commission. <https://www.energy-transitions.org/publications/demand-side-flexibility/#download-form>
- Europa Press. (2024, diciembre 18). *El Gobierno lanza un mercado de capacidad para garantizar firmeza al sistema eléctrico en la senda renovable*. Europa Press. <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-gobierno-lanza-mercado-capacidad-garantizar-firmeza-sistema-electrico-senda-renovable-20241218141640.html>
- European Commission. (s. f.). *NER 300 Programme*. [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/ner-300-programme\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/ner-300-programme_en)
- European Commission. (2016). *COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms {COM(2016) 752 final}* (No. SWD(2016) 385 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016SC0385>
- European Commission. (2025a). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0085>
- European Commission. (2025b, abril 2). *CEF Energy launches €600 million call for energy infrastructure projects*. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency. [https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cef-energy-launches-eu600-million-call-energy-infrastructure-projects-2025-04-02\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cef-energy-launches-eu600-million-call-energy-infrastructure-projects-2025-04-02_en)
- European Commission, Artelys, Directorate-General for Energy, Andrey, C., Attard, P., Bardet, R., Fournié, L., & Khallouf, P. (2019). *Mainstreaming RES. Flexibility portfolios. Design of*

*flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables.* Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/97595>

Fang, X., Tan, J., Yuan, H., Yin, S., & Wang, J. (2021). Providing Ancillary Services with Photovoltaic Generation in Multi- Timescale Grid Operation. *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/NAPS50074.2021.9449700>

Fernández Gómez, J. (2020). Mecanismos de capacidad y mercados de electricidad. *Orkestra WP Series in Territorial Competitiveness, 2020-R01(CAS)*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/orkestra-working-papers/2016-200025-mecanismos-capacidad-mercados-electricidad>

Fernández Gómez, J. (2024). *Reforma del diseño del mercado eléctrico europeo* (No. 02/2024; Cuadernos Orkestra). Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/QMUZ5299>

Fernández Gómez, J., & Álvaro Hermana, R. (2019). *El sector del almacenamiento de energía eléctrica en la CAPV* (No. 61/2019; Cuadernos Orkestra). Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad. <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/1835-sector-almacenamiento-energia-electrica-capv>

FSR. (2024). *Capacity Mechanisms*. Florence School of Regulation. <https://fsr.eui.eu/capacity-remuneration-mechanisms/>

Gonzalez Venegas, F., Petit, M., & Perez, Y. (2021). Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 145*, 111060. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111060>

GOV.UK. (s. f.-a). *Background on setting Capacity Market parameters*. [https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a74aec6ed915d0e8e39a2dc/Capacity\\_Market\\_-\\_parameters\\_0810.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a74aec6ed915d0e8e39a2dc/Capacity_Market_-_parameters_0810.pdf)

GOV.UK. (s. f.-b). *Capacity Market*. <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market>

GOV.UK. (s. f.-c). *Non-Domestic Renewable Heat Incentive (RHI)*. <https://www.gov.uk/non-domestic-renewable-heat-incentive>

Hach, D., Chyong, C. K., & Spinler, S. (2016). Capacity market design options: A dynamic capacity investment model and a GB case study. *European Journal of Operational Research, 249(2)*, 691-705. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.08.034>

- Hansen, A. D. (2021). *Wind Power Capabilities to provide ancillary services*. [https://www.wingrid.org/wp-content/uploads/2021/08/12-AncaHansen\\_WindPowerCapabilitiesTo-ProvideAS.pdf](https://www.wingrid.org/wp-content/uploads/2021/08/12-AncaHansen_WindPowerCapabilitiesTo-ProvideAS.pdf)
- Harbord, D., & Pagnozzi, M. (2014). Britain's Electricity Capacity Auctions: Lessons from Colombia and New England. *The Electricity Journal*, 27(5), 54-62. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.05.004>
- Haufe, M.-C., Kreiss, J., & Ehrhart, K.-M. (2017). *The Winner's Curse in Discriminatory and Uniform Price Auctions under Varying Competition Levels* (No. Report D3.4; AURES). <http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/07/winnerscurse.pdf>
- Heussen, K., Bondy, D. E. M., Hu, J., Gehrke, O., & Hansen, L. H. (2013). A clearinghouse concept for distribution-level flexibility services. *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695483>
- Hirth, L., & Ueckerdt, F. (2014, octubre 28). *Ten propositions on electricity market design: Energy-only vs. capacity markets*. <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12385>
- Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal*, 30(1), 55-61. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.12.006>
- Hogan, W. W. (2005). *On an «Energy Only» Electricity Market Design For Resource Adequacy*. [https://www.Impmarketdesign.com/papers/Hogan\\_Energy\\_Only\\_092305.pdf](https://www.Impmarketdesign.com/papers/Hogan_Energy_Only_092305.pdf)
- Hogan, W. W. (2019). Market Design Practices: Which Ones Are Best? [In My View]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(1), 100-104. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2871736>
- Holmberg, P., & Ritz, R. A. (2019). *Capacity mechanisms and the technology mix in competitive electricity markets* (No. 1921; EPRG Working Paper). Energy Policy Research Group, University of Cambridge; JSTOR. <http://www.jstor.org/stable/resrep30303>
- Holtinen, H., Tuohy, A., Milligan, M., Lannoye, E., Silva, V., Müller, S., & Sö, L. (2013). The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(6), 53-62. <https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2278000>
- Hsieh, E., & Anderson, R. (2017). Grid flexibility: The quiet revolution. *The Electricity Journal*, 30(2), 1-8. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.01.009>
- IDAE. (2025). *Primera Convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético cofinanciada con Fondos FEDER 21-27*. <https://sede.idae.gob.es/tramites->

servicios/primer-convocatoria-de-ayudas-para-proyectos-innovadores-de-almacenamiento

- IEA. (2011). *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge* (1st ed). Organization for Economic Cooperation & Development.
- IEA. (2018). *Status of Power System Transformation 2018*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2018>
- IEA. (2023). *ETP Clean Energy Technology Guide* (No. International Energy Agency) [Dataset]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- IEA. (2024a). *Announced Pledges Scenario (APS) - Global Energy and Climate Model*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/announced-pledges-scenario-aps>
- IEA. (2024b). *Integrating Solar and Wind. Global experience and emerging challenges*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>
- IEA. (2024c). *Managing the Seasonal Variability of Electricity Demand and Supply*. International Energy Agency.
- IEA. (2024d). *Meeting Power System Flexibility Needs in China by 2030*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/meeting-power-system-flexibility-needs-in-china-by-2030>
- IEA PVPS. (2021). *PV as an ancillary service provider* (No. Report IEA-PVPS T14-14:2021). [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/IEA-PVPS\\_T14\\_14\\_2021\\_PV\\_ancillary\\_service\\_provider\\_IEA\\_PVPS\\_report.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/IEA-PVPS_T14_14_2021_PV_ancillary_service_provider_IEA_PVPS_report.pdf)
- IRENA. (2018). *Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers*. International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA\\_Power\\_system\\_flexibility\\_1\\_2\\_018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2_018.pdf)
- Jenkins, J. D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R. B., Ganda, F., de Sisternes, F., & Botterud, A. (2018). The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy. *Applied Energy*, 222, 872-884. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.002>
- Jones, C. (2025). *The challenge of grids in the Clean Industrial Deal and affordable energy action plan: An incomplete answer to a key problem* (No. RSC PP 2025/10). <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/92575>
- Joskow, P. L. (2008a). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets*, 16(3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>

- Joskow, P. L. (2008b). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, 29(2), 9-42. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3>
- Joskow, P. L., & Schmalensee, R. L. (1983). *Markets for Power. An Analysis of Electric Utility Deregulation.* The MIT Press. [https://books.google.es/books/about/Markets\\_for\\_Power.html?id=WJm1AAAAIAAJ&source=kp\\_book\\_description&redir\\_esc=y](https://books.google.es/books/about/Markets_for_Power.html?id=WJm1AAAAIAAJ&source=kp_book_description&redir_esc=y)
- Keles, D., Bublitz, A., Zimmermann, F., Genoese, M., & Fichtner, W. (2016). Analysis of design options for the electricity market: The German case. *Applied Energy*, 183, 884-901. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.189>
- Kraus, S., Breier, M., Lim, W. M., Dabić, M., Kumar, S., Kanbach, D., Mukherjee, D., Corvello, V., Piñeiro-Chousa, J., Liguori, E., Palacios-Marqués, D., Schiavone, F., Ferraris, A., Fernandes, C., & Ferreira, J. J. (2022). Literature reviews as independent studies: Guidelines for academic practice. *Review of Managerial Science*, 16(8), 2577-2595. <https://doi.org/10.1007/s11846-022-00588-8>
- Kyritsis, E., Andersson, J., & Serletis, A. (2017). Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications. *Energy Policy*, 101, 550-560. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>
- Li, J., Liu, F., Li, Z., Shao, C., & Liu, X. (2018). Grid-side flexibility of power systems in integrating large-scale renewable generations: A critical review on concepts, formulations and solution approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 272-284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.109>
- Lim, W. M., & Weissmann, M. A. (2021). Toward a theory of behavioral control. *Journal of Strategic Marketing*, 31(1), 185-211. <https://doi.org/10.1080/0965254X.2021.1890190>
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Rivier, M., & Batlle, C. (2024). Reliability options: Regulatory recommendations for the next generation of capacity remuneration mechanisms. *Energy Policy*, 185, 113959. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113959>
- Meeus, L. (2022). The 5th EU electricity market reform: A renewable jackpot for all Europeans package? *Florence School of Regulation*. <https://fsr.eui.eu/the-5th-eu-electricity-market-reform-a-renewable-jackpot-for-all-europeans-package/>
- Menegatti, E., & Meeus, L. (2024). *An easy fix to streamline capacity markets* (Policy Brief No. 2024/29; Florence School of Regulation, [Energy]). EUI, RSC. <https://cadmus.eui.eu/entities/publication/ecc259fd-c928-5531-ba2f-ab0f238d4be7>
- MITECO. (2024a). *Memoria del Análisis del Impacto Normativo de la Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español.* <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es->

ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/MAIN\_OM\_MercadodeCapacidad.pdf

MITECO. (2024b). *Propuesta de Resolución por la que se aprueba el procedimiento de operación de aplicación del servicio de capacidad*. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta\\_Resolucion\\_POMercadoCapacidad.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta_Resolucion_POMercadoCapacidad.pdf)

MITECO. (2024c). *Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español*. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta\\_OM\\_MercadodeCapacidad.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta_OM_MercadodeCapacidad.pdf)

MITECO. (2025a, marzo 17). *El MITECO da luz verde a cinco proyectos piloto para acelerar la innovación y flexibilización del sistema eléctrico español*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/marzo/el-miteco-da-luz-verde-a-cinco-proyectos-piloto-para-acelerar-la.html>

MITECO. (2025b, junio 17). *Se presenta el informe del Comité de análisis de la crisis eléctrica del 28 de abril [nota de prensa]*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/junio/se-presenta-el-informe-del-comite-de-analisis-de-la-crisis-elect.html>

MITECO. (2025c, octubre 27). *Sara Aagesen anuncia la asignación de 840 millones a 143 proyectos que reforzarán el almacenamiento energético*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/octubre/sara-aagesen-anuncia-la-asignacion-de-840-millones-a-143-proyect.html>

Moore, S. (2013). *Going, Going, Gone. The role of auctions and competition in renewable electricity support* (Guy Newey). <https://policyexchange.org.uk/wp-content/uploads/2016/09/going-going-gone.pdf>

Mosquera-López, S., & Nursimulu, A. (2019). Drivers of electricity price dynamics: Comparative analysis of spot and futures markets. *Energy Policy*, 126, 76-87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.020>

National Grid. (2013). *High Voltage Direct Current Electricity – technical information* (No. CRFS09/08/13). <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/13784->

High%20Voltage%20Direct%20Current%20Electricity%20%E2%80%93%20technical%20information.pdf

National Grid. (2020a). *Future Energy Scenarios*. National Grid ESO. <https://www.neso.energy/document/173821/download>

National Grid. (2020b). *Introduction to energy system flexibility What is flexibility and why do energy systems need it?*

Neuhoff, K., Diekmann, J., Kunz, F., Rüster, S., Schill, W.-P., & Schwenen, S. (2016). A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition. *Utilities Policy*, *41*, 252-263. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.002>

Neuhoff, K., Diekmann, J., Schill, W.-P., & Schwenen, S. (2013). Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. *DIW Wochenbericht*, *48/2013*.

Neuhoff, K., Richstein, J. C., & Kröger, M. (2023). Reacting to changing paradigms: How and why to reform electricity markets. *Energy Policy*, *180*, 113691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113691>

Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, *94*, 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>

Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., & Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *91*, 695-707. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>

Nouicer, A., & Meeus, L. (2019). *The EU clean energy package (ed. 2019)*. Florence School of Regulation. <https://cadmus.eui.eu/entities/publication/b7e81ed4-2be0-503f-87d8-49d44cd37d08>

OECD & Nuclear Energy Agency. (2011). *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*. OECD. <https://doi.org/10.1787/29e7df00-en>

OFATE DFBEW. (2024). *Recent developments of the electricity market design in France and Germany*. [https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/webinaire-sur-les-recentes-evolutions-de-lorganisation-du-marche-de-lelectricite.html?file=files/ofaenr/03-webinaires/2024/241212\\_Strommarktdesign/OFATE\\_DFBEW\\_Webinar\\_Electricity\\_market\\_design\\_241212.pdf](https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/webinaire-sur-les-recentes-evolutions-de-lorganisation-du-marche-de-lelectricite.html?file=files/ofaenr/03-webinaires/2024/241212_Strommarktdesign/OFATE_DFBEW_Webinar_Electricity_market_design_241212.pdf)

Ofgem. (s. f.-a). *Feed-in Tariffs (FIT)*. <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit>

Ofgem. (s. f.-b). *Renewables Obligation (RO)*. <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/renewables-obligation-ro>

- Ofgem. (2024). *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2023/24*.  
[https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-08/Final\\_Annual\\_Report\\_on\\_the\\_operation\\_of\\_the\\_Capacity\\_Market\\_in\\_2023\\_24.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-08/Final_Annual_Report_on_the_operation_of_the_Capacity_Market_in_2023_24.pdf)
- Olson, A., Jones, R. A., Hart, E., & Hargreaves, J. (2014). Renewable Curtailment as a Power System Flexibility Resource. *The Electricity Journal*, 27(9), 49-61.  
<https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.10.005>
- Oren, S. S. (2003). *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*.  
<https://doi.org/10.7208/chicago/9780226308586.003.0011>
- Oren, S. S. (2005). Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land. *The Electricity Journal*, 18(9), 28-42.  
<https://doi.org/10.1016/j.tej.2005.10.003>
- Paridari, K., & Nordström, L. (2020). Flexibility prediction, scheduling and control of aggregated TCLs. *Electric Power Systems Research*, 178, 106004.  
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106004>
- Parlamento Europeo, & Consejo de la Unión Europea. (2024). *Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión (Texto pertinente a efectos del EEE)*. Diario Oficial de la Unión Europea. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202401747](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747)
- Perner, J., Janssen, M., Nodop, C., & Mather, A. (2025, marzo 17). *Flexibility in Germany's future capacity market*. Frontier Economics. <https://www.frontier-economics.com/uk/en/news-and-insights/news/news-article-i21310-flexibility-in-germany-s-future-capacity-market/>
- Plaum, F., Ahmadihangar, R., Rosin, A., & Kilter, J. (2022). Aggregated demand-side energy flexibility: A comprehensive review on characterization, forecasting and market prospects. *Energy Reports*, 8, 9344-9362. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.038>
- Pototschnig, A. (2017). *Encouraging Flexibility in Electricity Market Design*. 13th EU-US Energy Regulators Roundtable Arlington, ACER. [https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2017/04/Encouraging-Flexibility-in-Electricity-Market-DesignDesign\\_Pototschnig.pdf](https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2017/04/Encouraging-Flexibility-in-Electricity-Market-DesignDesign_Pototschnig.pdf)
- Pototschnig, A., & Godfried, M. (2014). *Capacity mechanisms and the EU internal electricity market The regulators' view: ACER's report on capacity mechanisms*. [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/The\\_agency/Organisation/Administrative\\_Board/Meetings/16th%20AB%20Meeting%20%20Background%20Documents/21-AB-16-14\\_Pototschnig%20Godfried%20Chapter.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/The_agency/Organisation/Administrative_Board/Meetings/16th%20AB%20Meeting%20%20Background%20Documents/21-AB-16-14_Pototschnig%20Godfried%20Chapter.pdf)

- Prodanovic, M., & Roldán Pérez, J. (2025, abril 30). Cómo garantizar la estabilidad de las redes eléctricas con una participación dominante de renovables. *The Conversation*. [https://theconversation.com/como-garantizar-la-estabilidad-de-las-redes-electricas-con-una-participacion-dominante-de-renovables-255525?utm\\_medium=email&utm\\_campaign=The%20Conversation%20Fin%20de%20emana%20-%202980334274&utm\\_content=The%20Conversation%20Fin%20de%20Semana%20-%202980334274+CID\\_149d6506468025193236a97a0a46bc46&utm\\_source=campaign\\_monitor\\_es&utm\\_term=Cmo%20garantizar%20la%20estabilidad%20de%20las%20redes%20elctricas%20con%20una%20participacin%20dominante%20de%20renovables](https://theconversation.com/como-garantizar-la-estabilidad-de-las-redes-electricas-con-una-participacion-dominante-de-renovables-255525?utm_medium=email&utm_campaign=The%20Conversation%20Fin%20de%20emana%20-%202980334274&utm_content=The%20Conversation%20Fin%20de%20Semana%20-%202980334274+CID_149d6506468025193236a97a0a46bc46&utm_source=campaign_monitor_es&utm_term=Cmo%20garantizar%20la%20estabilidad%20de%20las%20redes%20elctricas%20con%20una%20participacin%20dominante%20de%20renovables)
- Rana, M. M., Uddin, M., Sarkar, M. R., Meraj, S. T., Shafiullah, G. M., Muyeen, S. M., Islam, Md. A., & Jamal, T. (2023). Applications of energy storage systems in power grids with and without renewable energy integration—A comprehensive review. *Journal of Energy Storage*, 68, 107811. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107811>
- Red Eléctrica. (s. f.). *Procedimientos de operación*. <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>
- Red Eléctrica. (2020). *Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad*. [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/Prospectiva\\_y\\_Operabilidad\\_Reunion\\_GSP29Sep20.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Prospectiva_y_Operabilidad_Reunion_GSP29Sep20.pdf)
- Red Eléctrica. (2023). *Análisis nacional de cobertura del Sistema Eléctrico Peninsular Español. Como complemento al análisis europeo de cobertura de la edición de 2022*. [https://www.ree.es/sites/default/files/14\\_OPERACION/Documentos/informe\\_os\\_nov23.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/14_OPERACION/Documentos/informe_os_nov23.pdf)
- Red Eléctrica. (2025). *Spanish peninsular power system National Resource Adequacy Assessment*. [https://www.ree.es/sites/default/files/14\\_OPERACION/Documentos/20250901\\_Spanish\\_PeninsularPowerSystem\\_NRAA\\_ERAA24.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/14_OPERACION/Documentos/20250901_Spanish_PeninsularPowerSystem_NRAA_ERAA24.pdf)
- REDEIA. (2023, marzo 17). *Albares y Corredor destacan la necesidad de acelerar las interconexiones eléctricas con Europa*. [https://www.exteriores.gob.es/es/Comunicacion/Noticias/Paginas/Noticias/20230317\\_MINISTERIO06.aspx#:~:text=En%20la%20actualidad%2C%20la%20pen%C3%ADnsula%20ib%C3%A9rica%20tiene%20un,alcanzar%20el%2015%25%20para%202030%20para%20cada%20pa%C3%ADs](https://www.exteriores.gob.es/es/Comunicacion/Noticias/Paginas/Noticias/20230317_MINISTERIO06.aspx#:~:text=En%20la%20actualidad%2C%20la%20pen%C3%ADnsula%20ib%C3%A9rica%20tiene%20un,alcanzar%20el%2015%25%20para%202030%20para%20cada%20pa%C3%ADs)
- Rintamäki, T., Siddiqui, A. S., & Salo, A. (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62, 270-282. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.019>

- Roques, F., & Verhaeghe, C. (2022). Different Approaches for Capacity Mechanisms in Europe: Rationale and Potential for Coordination? En L. Hancher, A. de Hauteclocque, K. Huhta, & M. Sadowska (Eds.), *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics* (p. 0). Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/oso/9780192849809.003.0006>
- Rosenow, J., Arpagaus, C., Lechtenböhmer, S., Oxenaar, S., & Pusceddu, E. (2025). The heat is on: Policy solutions for industrial electrification. *Energy Research & Social Science*, 127, 104227. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104227>
- RTE. (s. f.). *Prepare for the new capacity mechanism—RTE Services Portal*. Portail Services RTE. Recuperado 4 de julio de 2025, de <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/prepare-for-the-new-capacity-mechanism.html>
- RTE. (2025). *2025 Finance Act introduces the principle of a new capacity mechanism*. Portail Services RTE. <https://www.services-rte.com/en/news/2025-finance-actnew-capacity-mechanism.html>
- Sánchez, M., Hernández, A., & Moretón, J. (2025). *An effective and efficient Clean Industrial Deal for Europe*. EY. [https://www.ey.com/es\\_es/insights/energy-resources/an-effective-and-efficient-clean-industrial-deal-for-europe](https://www.ey.com/es_es/insights/energy-resources/an-effective-and-efficient-clean-industrial-deal-for-europe)
- Schmalensee, R. L. (2019). *On the efficiency of competitive energy storage*. <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2021/09/2019-009.pdf>
- Schmalensee, R. L. (2021). Strengths and weaknesses of traditional arrangements for electricity supply. En J.-M. Glachant, P. L. Joskow, & M. G. Pollitt (Eds.), *Handbook on Electricity Markets: Vol. Chapter 2* (pp. 13-35). Edward Elgar Publishing. <https://doi.org/10.4337/9781788979955.00008>
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Springer US. <https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>
- Siemens Energy. (s. f.). *Flexible AC transmission systems (FACTS)*. <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/flexible-ac-transmission-systems.html>
- SMARTGRIDSINFO. (2025, marzo 21). *Las distribuidoras eléctricas y OMIE se unen en el proyecto S2F para la flexibilidad del sistema eléctrico*. <https://www.smartgridsinfo.es/2025/03/21/distribuidoras-electricas-omie-se-unen-proyecto-s2f-flexibilidad-sistema-electrico>
- Spees, K., Newell, S. A., & Pfeifenberger, J. P. (2013). Capacity Markets-Lessons Learned from the First Decade. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 1-26. JSTOR.

- Steiner, P. O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quarterly Journal of Economics*, 71(4), 585-610. JSTOR. <https://doi.org/10.2307/1885712>
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=5264048>
- Tafarte, P., Hennig, C., Dotzauer, M., & Thrän, D. (2017). Impact of flexible bioenergy provision on residual load fluctuation: A case study for the TransnetBW transmission system in 2022. *Energy, Sustainability and Society*, 7(1), 3. <https://doi.org/10.1186/s13705-017-0108-1>
- Tang, H., Wang, S., & Li, H. (2021). Flexibility categorization, sources, capabilities and technologies for energy-flexible and grid-responsive buildings: State-of-the-art and future perspective. *Energy*, 219, 119598. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119598>
- Taylor, N., Georgakaki, A., Letout, S., Kuokkanen, K., Mountraki, A., Ince, E., Shtjefni, D., Joanny, G., Eulaerts, O., & Grabowska, M. (2022). *Clean Energy Technology Observatory: Concentrated Solar Power and Heat in the European Union—2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/080204>
- Turvey, R. (1968). *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply: An Essay in Applied Welfare Economics (1st ed.)*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781315144207>
- Ulbig, A., & Andersson, G. (2015). Analyzing operational flexibility of electric power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 72, 155-164. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028>
- Van Eijk, M. W., Annema, J. A., Van der Koogh, M., & Lukszo, Z. (2025). Institutional barriers to vehicle-to-grid implementation in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 217, 115653. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115653>
- Wettengel, J. (2024a, febrero 6). *Germany to hold tenders for new gas power plants "soon", promises capacity mechanism*. Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-hold-tenders-new-gas-power-plants-soon-promises-capacity-mechanism>
- Wettengel, J. (2024b, septiembre 12). *New gas power plants to be built predominantly in Germany's south*. Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/news/new-gas-power-plants-be-built-predominantly-germanys-south>
- Zhang, Z., & Jiang, J. (2024). On load-following operations of small modular reactors. *Progress in Nuclear Energy*, 173, 105274. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2024.105274>

Zhao, J., Zheng, T., & Litvinov, E. (2016). A Unified Framework for Defining and Measuring Flexibility in Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 339-347. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2390038>

## Anexos

### Anexo 1. Recursos identificados como recursos de flexibilidad según su lugar en la cadena de suministro, duración de la flexibilidad y TRL

	Tipo	Duración de la respuesta flexibilidad	Technology Readiness Level (TRL)
<b>Lado de la oferta</b>	Turbinas de gas o diésel de ciclo simple	Horas días/semanas	a Madurez total (TRL 11)
	Centrales eléctricas de carbón	Horas días/semanas	a Madurez total (TRL 11)
	Centrales eléctricas de biomasa	Segundos/horas días/semanas	a Madurez total (TRL 11)
	Centrales de gas de ciclo combinado	Horas días/semanas	a Madurez total (TRL 11)
	Centrales eléctricas alimentadas al 100 % con hidrógeno	Segundos a meses	Demostración (TRL 7)
	Centrales hidroeléctricas despachables	Segundos horas/meses	a Madurez total (TRL 11)
<b>Lado de la demanda</b>	Gestión de la demanda residencial y comercial (dispositivos y electrodomésticos inteligentes)	Minutos a horas	Madurez baja (TRL 4-5)
	Gestión de la demanda industrial	Minutos a horas	Incorporación al mercado (TRL 9-10)
	Recarga inteligente (Vehículos eléctricos e G2V, V2G, VfG)	Segundos a horas	Demostración (TRL 7)

interacción con la red)				
Bombas de calor y almacenamiento termoquímico (calefacción doméstica y de agua)				
<b>Sistemas de almacenamiento energético</b>	Autónomo	Bombeo hidráulico	Segundos a meses	Madurez total (TRL 11)
	estacionario	Células de flujo redox	Subsegundos a semanas/meses	Demostración (TRL 7-8)
		Almacenamiento de energía magnética superconductora	Subsegundos a horas	Demostración (TRL 7-8)
		Volantes de inercia	Subsegundos a minutos	Demostración (TRL 7-8)
		Almacenamiento electroquímico (BESS)	Subsegundos a días	Incorporación al mercado (TRL 9-10)
		Sistemas de almacenamiento de aire comprimido	Minutos a meses	Incorporación al mercado (TRL 9-10)
		Hidrógeno almacenado ( <i>power-to-H2</i> )	Segundos a meses	En desarrollo (TRL 5-6)
		Almacenamiento térmico ( <i>power-to-heat</i> )	Minutos a meses	Demostración (TRL 7)
Estacionario con generación	Batería + sistemas fotovoltaicos	Depende del tipo de almacenamiento		

		Batería + eólica	central	Depende del tipo de almacenamiento	-
		Energía concentrada	solar (CSP)	Segundos/minutos a horas	Incorporación al mercado (TRL 9-10)
	Móvil	Condensadores avanzados		Subsegundos a horas	Demostración (TRL 7-8)
		Vehículo (G2V, buque (transbordador, etc.))	eléctrico (V2G, VfG), eléctrico	Segundos a horas	Demostración (TRL 7)
Redes	Interconexión	Cables (activos de transporte distribución)	o líneas de o	Subsegundos a años	Madurez total (TRL 11)
		Interconectores líneas de transporte transfronterizas	o	Segundos/minutos a horas/días	Madurez total (TRL 11)
	Flexibilidad operacional	Sistemas de Transmisión Corriente (FACTS)	Flexibles de Transmisión Corriente Alterna	Subsegundos en horas	Madurez total (TRL 11)
		Corriente de Alta Tensión (HVDC)	Continua	Minutos a días/meses	Madurez total (TRL 11)
		Clasificación de líneas dinámica		Minutos a días/meses	Incorporación al mercado (TRL 9-10)
		Planificación de la expansión de la red de transporte		-	-

Control coordinado de la tensión - -

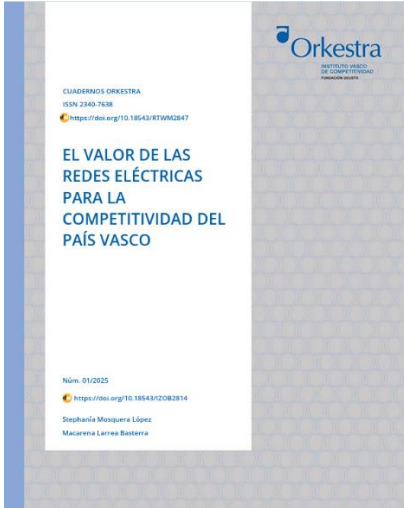
Funciones de optimización y reprogramación del sistema eléctrico - -

Reconfiguración de la red de distribución - -

Nota: La columna de duración de la flexibilidad se refiere al rango de tiempo durante el cual cada recurso puede ofrecer servicios de flexibilidad al sistema eléctrico. Estos valores de duración de la flexibilidad dependen del tipo de central o de la tecnología, por lo que los presentados en la tabla son estimados según los estudios consultados. No se presentan estos valores para algunos recursos relacionados con operar la red de forma flexible, debido a la falta de información disponible. Por sus características, los VE se presentan tanto como un recurso del lado de la demanda como de almacenamiento.

Fuente: elaboración propia, tomando información de Alexopoulos et al. (2021), Degefa et al. (2021), IEA (2018, 2023, 2024b, 2024d) y Taylor et al. (2022).

Otros informes que podrían interesarte (links en la imagen):





# Orkestra

INSTITUTO VASCO  
DE COMPETITIVIDAD  
FUNDACIÓN DEUSTO

[www.orquestra.deusto.es](http://www.orquestra.deusto.es)