



ingelectus
Innovative electrical solutions

**Retos y obstáculos
regulatorios de
pequeños y medianos
prosumidores en
España y Portugal**

Ingelectus

Proyecto AGERAR



Información del documento

Título	Análisis de los principales retos y obstáculos regulatorios de los prosumidores
Organización	Ingelectus SL
Cliente	CTA

Historial de revisiones

Versión	Fecha	Autor	Revisado	Comentario
01	2025/10/07	Eva Tena López	Rubén Carmona Pardo Rafael Morán Corbacho	-
02	2025/10/30	Eva Tena López	Rubén Carmona Pardo Rafael Morán Corbacho	-
03	2025/12/01	Smart Grids	Smart Grids	-

Índice

Tabla abreviaturas	4
1. Resumen Ejecutivo	5
2. Barreras regulatorias prosumidores	6
2.1. Figura del prosumidor	6
2.1.1. España	6
2.1.2. Portugal	7
2.2. Acceso a mercados	9
2.2.1. España	9
2.2.2. Portugal	10
2.3. Limitaciones en las oportunidades de negocio	12
2.3.1. Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)	12
2.3.2. Mercados locales de flexibilidad y acuerdos bilaterales	13
2.3.2.1. España	14
2.3.2.2. Portugal	14
2.4. Conclusiones	16
3. Propuestas de actuaciones	19
3.1. Propuesta 1	20
3.1.1. Descripción	20
3.2. Propuesta 2	21
3.2.1. Descripción	21
3.3. Propuesta 3	23
4. Bibliografía	27



Tabla abreviaturas

SRAD	Servicio de Respuesta Activa de la Demanda
CER	Comunidades de Energía Renovables
PSF	Proveedor de Servicios de Flexibilidad
RESP	Red Eléctrica Sistema Portugués
RDF	Rede de Distribuição Fechada
REER	Régimen Económico de las Energías Renovables
OMIE	Operador del Mercado Ibérico Español
DGEG	Direção -Geral de Energia e Geologia
MPGGS	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico
OLMCA	Operador Logístico para el cambio de Comercializador y Agregador
CIM	Common Information Model
CCE	Comunidades Ciudadanas de Energía
DSO	Distribution System Operator
TSO	Transmission System Operator
MW	Megawatts
VE	Vehículo Eléctrico
ENS	Esquema Nacional de Seguridad
TIEPI	Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada
NIEPI	Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada



1. Resumen Ejecutivo

Este documento presenta un análisis exhaustivo de las principales barreras regulatorias que afectan al pequeño y mediano prosumidor en los sistemas eléctricos de España y Portugal. El estudio identifica y clasifica los obstáculos en tres categorías fundamentales, proporcionando para cada una de ellas un diagnóstico detallado de la situación actual, sus consecuencias y las necesarias actuaciones para su superación.

El análisis se estructura en tres bloques principales. El primero examina los retos asociados a la falta de reconocimiento explícito de la figura del prosumidor en la normativa, comparando el enfoque regulatorio de ambos países. El segundo bloque profundiza en las barreras de acceso a los mercados eléctricos, con especial atención a los requisitos financieros y técnicos que excluyen a los pequeños actores. El tercer bloque evalúa las limitaciones en oportunidades de negocio específicas, particularmente en servicios de balance y mercados de flexibilidad.

El documento incluye un completo despliegue de tablas resumen que sintetizan los obstáculos regulatorios identificados, sus consecuencias prácticas y las propuestas de solución necesarias. Estas tablas proporcionan una visión comparada de la situación en ambos países, facilitando la identificación de áreas de mejora prioritaria y soluciones transferibles.

Finalmente, el estudio concluye con propuestas concretas de sandboxes regulatorios o bancos de pruebas, detallando los objetivos, exenciones necesarias y marco de cumplimiento para proyectos piloto que permitan testar soluciones innovadoras. El documento se completa con una extensa bibliografía normativa que sustenta técnicamente todo el análisis realizado.

2. Barreras regulatorias prosumidores

En este apartado se resumen las principales barreras regulatorias que tiene el pequeño y mediano prosumidor identificadas dentro de la normativa española y portuguesa. Estas limitaciones pueden resumirse en tres grupos principales:

- Figura del prosumidor: retos regulatorios asociados a la falta de definición explícita de la figura del prosumidor en la regulación.
- Acceso a los mercados: retos regulatorios que limitan el acceso a los mercados por parte del pequeño y mediano prosumidor.
- Oportunidades de negocio: retos regulatorios ligados a oportunidades de negocio especialmente pensadas para el prosumidor pero que puedan implicar limitaciones para aquellos de pequeño y mediano tamaño. Las dos principales oportunidades de negocio destacadas son:
 - Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)
 - Mercados locales de flexibilidad

2.1. Figura del prosumidor

2.1.1. España

Desde el punto de vista europeo, la figura de los prosumidores añade, en la Directiva de la Electricidad (EU/2019/944)[1], la definición de consumidor activo. Este se describe como un usuario de la red eléctrica que consume o almacena electricidad, vende electricidad autogenerada y participa en planes de flexibilidad siempre que ésta no sea su actividad principal. Esta denominación se ajusta formalmente a la definición de concepto de prosumidor dentro del proyecto, como agente del sector eléctrico con el rol de generador de electricidad vertida a red y el rol de consumidor de electricidad de la red. Esta Directiva, una vez publicada, queda pendiente la transposición por parte de los estados miembros a la normativa nacional y es aquí, donde se ha identificado ausencia de definición explícita en la normativa española.

De acuerdo con la normativa española, en el Real Decreto-Ley 23/2020 [2], en el artículo 4, se modifica la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [3] donde se añaden las definiciones de titular de instalación de almacenamiento, agregador independiente y Comunidades de Energía Renovables (CER):

- Titular de instalación de almacenamiento: “*Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica. Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.*”
- Agregador independiente: “*Los agregadores independientes, que son participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.*”
- Comunidades de Energía Renovables (CER): “*Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías*



renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.”

En esta modificación, que trae por primera vez una definición a estos tres agentes, se establece que las CER tienen derecho a producir, consumir y vender energías renovables mediante contratos de compra de electricidad renovable. Además, señala que tienen derecho a acceder a todos los mercados. De acuerdo con esta definición, se puede concluir que estas comunidades están formadas por agrupación de prosumidores, a pesar de no hacer una mención explícita a este concepto.

En el artículo 4 de [2] se modifica el apartado 10 del artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico [3] donde se reconoce el derecho de consumidores y titulares de almacenamiento a participar en los mercados bajo las condiciones de los desarrollos reglamentarios. Sin embargo, en ninguno de los artículos se especifica en qué mercados pueden participar los pequeños y medianos prosumidores, ni bajo qué condiciones o cómo pueden ser retribuidos por ello.

Dentro de la definición del concepto de prosumidor, una de las principales barreras regulatorias que existe en España reside en que en la normativa actual no existe ninguna definición exacta que se refiera expresamente a esta figura. Para hablar del mismo y tener en cuenta sus particularidades en las diferentes normativas del sector eléctrico es necesario considerarlo tanto en las asignaciones de generador como de consumidor, sin tener en cuenta la individualidad del mismo.

2.1.2. Portugal

En lo que respecta a Portugal, en el artículo 2 del Decreto-Lei n.º 162/2019 [4] aparece la definición de autoconsumidor individual:

- Autoconsumidor individual: “Consumidor final que produce energía renovable para su propio consumo en sus instalaciones ubicadas en el territorio nacional y que puede almacenar o vender electricidad de origen renovable de su propia producción, siempre que, para los autoconsumidores no domésticos de energía renovable, estas actividades no constituyan su actividad comercial o profesional principal.”

Y en el artículo 2 del Reglamento n.º 816/2023 [5] se incluye la definición de proveedor de servicios de flexibilidad:

- Proveedor de Servicios de Flexibilidad (PSF): “Agente debidamente cualificado para proporcionar servicios de flexibilidad, individualmente o en conjunto, a través de recursos flexibles conectados al RESP, directamente, a través de una red interna o a través de RDF, incluyendo consumo, producción y almacenamiento”.

Como se puede observar, estas definiciones son acordes a la figura del prosumidor. Además, en el artículo 17 de [4] se especifica que pueden ir al mercado directamente o a través de un tercero, como un agregador independiente o comercializador. En el momento en que se publica el Decreto-Lei, del agregador independiente sólo está implementada su definición.

En el Capítulo 12 del Decreto-Lei 15/2022 [6] se garantiza el derecho de los consumidores a convertirse en autoconsumidores. Este capítulo además, señala que la definición de otros cargos, tasas e impuestos contribuyen a la distribución de los costes globales del sistema. En este sentido, es necesario definir cómo se calculan los costes globales, ya que si estos se basan en un precio fijo, los pequeños y medianos prosumidores, que consumen menos y tienen menos potencia contratada pueden pagar más de lo que les corresponde, limitando su participación en el mercado.



En el artículo 19 de [4] se detalla la figura de las Comunidades de Energías Renovables (CER), donde establece que tienen facultad para:

“a) Producir, consumir, almacenar y vender energía renovable, especialmente mediante contratos de compraventa de electricidad renovable;

b) Compartir, dentro de su ámbito de competencia, la energía renovable producida por las unidades de producción de su propiedad, de conformidad con los demás requisitos establecidos en este artículo, sin perjuicio de que los miembros de las CER mantengan sus derechos y obligaciones como consumidores;

c) Acceder a todos los mercados energéticos pertinentes, tanto directamente como mediante agregación, de forma no discriminatoria.”

Al igual que en el caso de España, se puede considerar que las CER están formadas por agrupación de prosumidores.

En la Tabla 1 se resumen los principales obstáculos regulatorios en la definición de prosumidores, así como las consecuencias de ello y las actuaciones necesarias para superarlos.

Tabla 1. Obstáculos regulatorios en la figura del prosumidor

Regulación	Reto/Obstáculo regulatorio	Consecuencia	Necesidad
España	En la normativa del sector eléctrico no existe definición de prosumidor ni de ninguna otra figura equivalente	Para hablar de prosumidor se tiene que considerar tanto en consumidor como en productor sin tener en cuenta sus particularidades propias	Incluir una definición de prosumidor así como un desarrollo normativo que fomente su participación en el sistema eléctrico
España y Portugal	Se reconoce el derecho de consumidores y titulares de almacenamiento a participar en los mercados, pero sin especificar en qué mercados, bajo qué condiciones ni cómo pueden ser retribuidos	Se limita la participación efectiva de consumidores y titulares de almacenamiento en los mercados debido a que desconocen el alcance real de su derecho	Desarrollar las condiciones de participación en los mercados: establecer procedimientos de acceso, detallar los mecanismos de retribución y definir en qué mercados pueden participar
Portugal	El autoconsumidor renovable tiene que hacer frente a costes, tasas e impuestos para cubrir los costes globales del sistema, pero no se detalla la metodología para el cálculo	Si estos costes se establecen con valores fijos o sin considerar el nivel de consumo, los pequeños y medianos prosumidores tienen una carga económica desproporcionada, limitando su participación en el mercado	Es necesario definir una metodología para el cálculo de los costes globales de forma que se distribuyan de forma proporcional al consumo o potencia contratada fomentando la integración de pequeños y medianos prosumidores

2.2. Acceso a mercados

2.2.1. España

Tal y como se menciona en el punto anterior, en la Ley del Sector Eléctrico se reconoce el derecho de los consumidores a participar en los mercados. Sin embargo, es necesario definir en qué mercados pueden participar y qué condiciones se aplican para dicha participación.

En este sentido, en el artículo 2 de [2] se establece que el Gobierno desarrollará un marco retributivo para la generación por fuentes de energía renovables basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía. Este marco retributivo se desarrolla a posteriori en el Real Decreto 960/2020 [7].

En [7] se define el conocido como Régimen Económico de las Energías Renovables (REER) para instalaciones de producción de energía eléctrica. Este Real Decreto tiene como objetivo la regulación de un régimen económico para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables a través de un mecanismo de subasta mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

En el artículo 3, además, se establece que en los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen se tendrán en cuenta las particularidades de las CER para que estas puedan competir en igualdad con otros participantes. Cabe destacar que, en el momento en el que se publica este Real Decreto, la única definición relativa a las CER que existe es la que se añade en [2]. La definición en detalle de esta figura se realiza posteriormente con el Real Decreto 5/2023 [8].

También en el artículo 3 de [7], se define que las instalaciones de pequeña magnitud, entendiéndose por tal las instalaciones con potencia instalada inferior a 5 MW, podrán estar exentas del procedimiento de concurrencia competitiva, pudiendo usar como referencia retributiva el resultado de dicho procedimiento. Esto es relevante para los pequeños y medianos prosumidores, a pesar de ser necesario definir si ese precio sería un precio fijo o un precio basado en el mercado.

En el artículo 21 de este mismo Real Decreto, se establece que las instalaciones acogidas al REER deben constituirse como una unidad de oferta individual, no siendo válidas las ofertas agregadas de instalaciones acogidas a dicho régimen. En este sentido, cada instalación tiene que gestionar sus previsiones de generación, ofertas de energía y posibles desvíos. Esto presenta grandes limitaciones de cara a los pequeños y medianos prosumidores. A pesar de que las pequeñas instalaciones están exentas del procedimiento de concurrencia competitiva, sí tienen que constituirse como una unidad de oferta individual independientemente del tamaño.

Para constituirse como tal, de acuerdo con las reglas de OMIE [9] todo agente que participe directamente en OMIE está obligado a aportar garantías financieras. Estas garantías son un aval económico para asegurar el pago y cobro de las transacciones, proteger la solvencia del mercado y limitar el riesgo de cada agente. Estos avales suelen presentar un valor elevado debido a que se calculan en función de la exposición económica máxima que puede generar el agente en el mercado, por lo que constituyen una barrera real de entrada para los pequeños prosumidores.

Dado este contexto, una posible solución para evitar esta barrera en los pequeños y medianos prosumidores sería acudir al mercado a través de la figura del agregador independiente, para lo cual se han identificado dos limitaciones importantes.

1. En el REER se define que no es posible la agregación real de recursos y, por tanto, el agregador independiente no se puede considerar más allá de un representante administrativo.
2. El agregador independiente en España actualmente no está reconocido ni regulado. La única definición que se contempla en normativa es la que se añadió con [2]. En julio de 2025 se publicó la propuesta de Real-Decreto 7/2025 [10], el cual, en el artículo 14, se modifica la Ley 24/2013, añadiendo

el artículo 49.bis sobre servicios de agregación, especificando que todos los servicios de agregación tienen derecho a participar en el mercado y más concretamente en los mercados de balance, lo que favorece la participación de los pequeños y medianos prosumidores en el mercado. Finalmente este Real Decreto no ha sido aprobado y en junio de 2025, el Operador del Sistema pospone la implementación del agregador independiente hasta marzo de 2026.

En lo que corresponde a las CER, entendiéndose como agrupación de prosumidores, no están definidas sus particularidades para que puedan participar en igualdad de condiciones en el mercado como se menciona en [7]. En el RDL 5/2023 [8], relativo a las CER, se indica que tienen derecho a participar en todos los mercados tanto directos como por agregación. También se añade que todos los consumidores, incluidos los más vulnerables pueden participar en las CER, lo que beneficia a los prosumidores. A pesar de que en este Real Decreto se habla más de las CER, tampoco se detallan sus particularidades para participar en el REER.

Puede determinarse que el REER está pensado para instalaciones medianas o grandes que acuden a directamente a mercado, no tanto para pequeños y medianos prosumidores con poca fuerza para acudir de forma individual y sin posibilidad real de agregarse para poder acceder a estos mercados.

2.2.2. Portugal

Tal y como se comenta en el apartado 2.1.2, el autoconsumidor puede ir al mercado directamente o a través de un tercero. Para facilitar ello, es necesario la figura del agregador independiente. En [4] se añade su definición como:

- Agregador Independiente: *“Un participante del mercado involucrado en la agregación que no está asociado con el comercializador del cliente”*

Sin embargo, en el Capítulo 7 de [5] se añade: *“Los comercializadores registrados de conformidad con el artículo 135 que estén interesados en realizar actividades de agregación están exentos de obtener el registro de agregadores, quedando automáticamente autorizados para realizar actividades de agregación tras la notificación a la DGEG.”*

En este sentido, se produce un solapamiento entre ambas figuras, ya que permite a los comercializadores ejercer funciones propias de los agregadores, lo que contradice la independencia que se señala en la definición de [4]. Como consecuencia, no hay una diferencia clara entre quienes comercializan la energía y los que gestionan la agregación, lo que reduce la competencia en el mercado y dificulta el acceso a nuevos agregadores, limitando la participación de los autoconsumidores en el mercado.

En el Manual de Procedimientos para la Gestión Global del Sistema del Sector Eléctrico (MPGGS) [11], se define que *“las Unidades Físicas de agregación pueden participar en los mercados de servicios de sistema cuando las instalaciones individuales agregadas sean con menos de 1 MW por instalación”*, lo que fomenta aún más la agregación, facilitando la integración en los mercados de pequeños prosumidores.

A pesar de que la figura del agregador independiente está reconocida en la normativa de Portugal, su implementación total en los mercados se encuentra en una fase de desarrollo. Actualmente la empresa Ignis es el primer agregador independiente habilitado para participar en los servicios de ajustes de Portugal.

El Capítulo 8 de [5], se detalla que el Operador Logístico para el cambio de Comercializador y Agregador (OLMCA) tiene que garantizar el intercambio de datos entre comercializadores, agregadores y operadores pero no se detalla cómo se va a realizar ese intercambio. Actualmente, se está trabajando en el estándar de comunicación Common Information Model (CIM) para describir y compartir información en las redes eléctricas, pero su implementación práctica no es completa. Esto supone una gran limitación para los pequeños y medianos prosumidores ya que pueden no tener equipos de medida o comunicación avanzados y tendrían que hacer frente a esos costes. Además, para las figuras de comercializadores o agregadores ya pueden no tener acceso inmediato a los datos de medición.



Relativo a las CER, en [4] se define que el Gobierno debe considerar sus especificaciones de tal forma que puedan participar en el mercado en igualdad de condiciones que otros participantes. En el Capítulo 12 de [6], se describe que para las relaciones comerciales de las CER se aplican las normas de los autoconsumos colectivos con las adaptaciones necesarias. Sin embargo, no se detallan cuáles son estas adaptaciones ni las especificaciones que considerará el Gobierno. Además, al igual que para las comunidades ciudadanas de energía, no se detalla en qué mercados pueden participar.

En lo que respecta al autoconsumo, en el artículo 17 de [4] se detalla que cada unidad que participe en el mercado tiene que cumplir con los requisitos del mismo. Al igual que en el caso de España, esto puede suponer una limitación para los pequeños y medianos prosumidores debido a que tendrían que hacer frente a ciertos costes que pueden alcanzar valores elevados.

En la Tabla 2 se resumen los principales obstáculos regulatorios para el acceso de los prosumidores al mercado en España y Portugal, así como las consecuencias de los mismos y las actuaciones para poder solventarlo.

Tabla 2. Obstáculos regulatorios para los prosumidores en el acceso a mercados

Regulación	Reto/Obstáculo regulatorio	Consecuencia	Necesidad
España	Todas las instalaciones acogidas al REER (RD 960/2020) deben constituirse como una unidad de oferta individual	No es posible la agregación real de recursos, lo que dificulta la participación de pequeños y medianos prosumidores	Permitir la agregación de recursos dentro del REER para facilitar la participación de pequeños prosumidores y mejorar la eficiencia del mercado
España	En las reglas de OMIE se establece que todo agente que participe directamente debe aportar garantías financieras, las cuales presentan un valor elevado	Pequeños y medianos prosumidores tienen que hacer frente a avales de alto valor, lo que limita su acceso al mercado	Crear la figura del agregador independiente o diseñar un esquema de garantías financiero adaptado al tamaño de las instalaciones
España	No se definen las particularidades de las CER para poder participar en el REER en igualdad de condiciones	No se define de forma exacta cómo pueden participar las CER en el REER, cómo se gestiona su agregación y cómo se calculan sus retribuciones	Incluir en la normativa una definición con las particularidades de las CER en el REER, indicando sus reglas de agregación, participación y retribución específicas
España	No existe la figura del agregador independiente	La participación de pequeños y medianos prosumidores en el mercado es más complicado por tener que hacer frente a los garantías financieras	Crear la figura del agregador independiente, que permita a los prosumidores compartir riesgos y facilitar su acceso al mercado

Regulación	Reto/Obstáculo regulatorio	Consecuencia	Necesidad
		elevadas	
Portugal	Solapamiento entre las figuras del agregador y comercializador	Se reduce la entrada de nuevos agregadores al mercado, limitando la competencia y la participación de pequeños y medianos prosumidores	Diferenciar en normativa las funciones del agregador y comercializador facilitando la entrada de nuevos actores
España y Portugal	No está implementado un protocolo único para el intercambio de datos entre operadores, comercializadores y agregadores.	Pequeños y medianos prosumidores dependen de su comercializador sin poder integrarse fácilmente en mercados	Es necesario definir un formato de datos común para todos los agentes garantizando un acceso seguro a los datos de medida y operación.
Portugal	No se detallan las adaptaciones necesarias de las CER en las relaciones comerciales ni las especificaciones que debe considerar el Gobierno	Al igual que para las CCE, no está especificado en qué mercados pueden participar y cómo se gestiona su participación	Desarrollar una normativa donde se consideren todas las particularidades de las CER y CCE para que su participación en el mercado sea en igualdad de condiciones que otros participantes

2.3. Limitaciones en las oportunidades de negocio

2.3.1. Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)

El Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD) responde al servicio de balance de respuesta activa de la demanda para hacer frente a situaciones en las que haya insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir. Es decir, el SRAD funciona como un recurso adicional, fuera de lo que ya está comprometida como regulación terciaria, para garantizar que siempre exista una herramienta que permita mantener el balance entre generación y demanda en Tiempo Real. Esto supondría una oportunidad de negocio realista para los prosumidores ya que se asume que éstos estarían preparados para modificar activamente su demanda, principalmente por medio del desplazamiento de la misma.

Este servicio, detallado en el capítulo 5 del P.O.7.5 [12], requiere que cada instalación de demanda participante acredite una capacidad de oferta mínima de 1 MW durante los periodos de prestación del servicio. Este servicio como máximo sólo puede ser activado 3 horas al día.

De acuerdo a esa descripción, esta sería una oportunidad de participación para los pequeños y medianos prosumidores. Sin embargo, también en el capítulo 5, se describe que las unidades de programación que sean



proveedoras del SRAD no pueden participar simultáneamente en el proceso de restricciones técnicas ni servicios estándar de balance.

Tal y como se muestra en la Tabla 3, esta constituye la principal barrera para los pequeños y medianos prosumidores, puesto que en caso de no ser activadas por este servicio, podrían quedar bloqueadas o sin participación, lo que les haría perder remuneración. Además, especialmente para el caso de los pequeños prosumidores, el requerimiento de acreditar una capacidad de oferta mínima de 1 MW durante el periodo de prestación del servicio, sin posibilidad real actualmente en España de agregar demanda, limitaría significativamente el acceso de los mismos a este servicio de balance.

En España, el SRAD está operativo pero debido a estas limitaciones, los que actualmente suelen participar son los grandes consumidores.

Tabla 3. Obstáculos regulatorios para la participación de los prosumidores en el SRAD

Regulación	Reto/Obstáculo regulatorio	Consecuencia	Necesidad
España	Participar en el SRAD impide participar en el proceso de restricciones técnicas y servicios estándar de balance.	En caso de no ser activado el SRAD, la instalación puede quedar bloqueada y perder remuneración al no poder acceder a otros mercados de balance	Permitir la participación simultánea en varios servicios o habilitar una compensación mínima por disponibilidad

2.3.2. Mercados locales de flexibilidad y acuerdos bilaterales

La alta penetración de renovables conlleva una inyección de potencia reactiva, la cual afecta a las tensiones. El control de tensiones es local y por tanto se necesitan mecanismos de control local. Esto conlleva la creación de mercados locales de flexibilidad.

Estos mercados funcionan de tal forma que el DSO (Operador del Sistema de Distribución, por sus siglas en inglés Distribution System Operator) lanza una consigna de capacidad que necesita, los proveedores de servicios flexibles (PSF) lanzan sus ofertas, y de acuerdo a un procedimiento de precio marginal o similar, se adjudica la solución que cumple el requisito, asegurado que la red sigue en condiciones estables y seguras. Estos mercados se pueden usar para reducir congestiones, control de tensiones así como para el ajuste de la variabilidad.

A nivel europeo, se ha definido el conocido como Clean Energy Package, formado por la Directiva 2019/944 [13] y el Reglamento 2019/943 [14].

En el artículo 32 de [13] establece que los estados miembros proporcionarán el marco jurídico necesario para que los gestores de las redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad, en particular para las congestiones. Señala que pueden adquirir estos servicios a partir de suministradores de generación distribuida, respuesta de la demanda o almacenamiento.

En el artículo 55 de [14] resalta el deber de facilitar la flexibilidad del lado de la demanda y la respuesta de la demanda, así como el acceso a los mercados de los usuarios de las redes de distribución.

De estas normativas, se extrae que el paquete de energía limpia establece las bases para crear los mercados locales de flexibilidad, sin embargo, no establece la forma exacta en la que deben implementarse o cómo



deben definirse debido a que eso corresponde a cada país miembro, de acuerdo con el mercado y regulación que le aplique a cada uno.

2.3.2.1. España

En lo que corresponde a España, estos mercados no están implementados. Sin embargo, sí están implementados los mercados de ajustes, que al igual que los mercados de flexibilidad, tienen como objetivo aportar recursos adicionales para mantener el equilibrio y seguridad del sistema eléctrico.

Para solventar los problemas locales, el DSO necesita productos de flexibilidad que puedan ajustarse en un mayor rango de tiempo, es decir, necesita contratos de largo plazo. Esto constituye una de las principales barreras de cara a los pequeños y medianos prosumidores debido a que la potencia disponible con la que cuentan es menor que en el caso de instalaciones grandes y no es posible hacer ofertas mantenidas en el tiempo debido a que su flexibilidad depende de factores más inciertos.

Otra de las principales limitaciones, es que a pesar de que no está definido, su implementación actualmente tampoco se contempla, ya que en la última propuesta de Real Decreto publicada ([10]) no se menciona nada sobre los mismos.

Otra de las consideraciones importantes en el desarrollo de estos mercados, es que se debe evitar que tanto el mercado como los usuarios que tengan estos contratos de flexibilidad se vean perjudicados en el caso de que no sea necesaria su activación, participando por ejemplo en otros mercados. Es decir, se debe encontrar el equilibrio entre la disponibilidad de los productos flexibles y la liquidez del mercado.

Además, debería definirse completamente la figura de los PSF, el rol del DSO en el mercado, la coordinación entre DSO y TSO, establecer los mecanismos de casación del mercado así como penalizaciones por no entregar o no cumplir con lo establecido.

2.3.2.2. Portugal

En lo que respecta a Portugal, el Reglamento [5] establece el marco normativo para las redes eléctricas promoviendo la transición energética y gestión flexible.

En el artículo 40 de [5] se definen los mecanismos de control de inyección en la red, en el que se indica que *“incluye las instalaciones de generación o almacenamiento con una capacidad instalada superior a 1 MW y, en la medida en que no participen en los servicios contratados de balance y gestión de la congestión”*. Esto implica que en este servicio pueden participar pequeños prosumidores mediante agregación pero no es compatible con su participación en otros mercados, una situación similar a lo que ocurre en España con el SRAD.

En el artículo 49, se establece que *“los servicios de gestión de congestiones pueden incluir la participación en mercados para resolver restricciones técnicas o la participación en servicios de equilibrio con movilización sensible a la ubicación de las unidades proveedoras del servicio”*. Esta definición se ajusta a la definición de mercados locales de flexibilidad, ya que admite la necesidad de recursos distribuidos cercanos a las zonas donde se produce la congestión. Además, añade que *“para la contratación de servicios de sistema o de resolución de congestión, se deberán establecer mecanismos que permitan la participación de la producción, las instalaciones de almacenamiento y el consumo”*, abriendo los mercados locales a los prosumidores y agregadores.

En el artículo 50, se señala que el intercambio de información que se tiene que realizar entre el Gestor Global y los operadores de las redes de distribución. Sin embargo, al igual que se menciona en el apartado 2.2.2., no se especifica cómo se llevará a cabo ese intercambio.

A pesar de que normativamente los mercados locales de flexibilidad están definidos en Portugal, no se ha encontrado información acerca de la operación de estos mercados a día de hoy.



En la Tabla 4 se muestra una lista con los principales obstáculos regulatorios, junto con sus consecuencias y propuestas de mejora.

Tabla 4. Obstáculos regulatorios para los mercados de flexibilidad y acuerdos bilaterales

Regulación	Reto/Obstáculo regulatorio	Consecuencia	Necesidad
España y Portugal	Para solventar los problemas locales el DSO necesita contratos de largo plazo	Se dificulta la participación de los pequeños y medianos prosumidores, porque al tener una potencia reducida y depender de factores inciertos no pueden realizar ofertas a largo plazo	Diseñar productos de flexibilidad con horizontes temporales más cortos y condiciones adaptadas a pequeños recursos
España	En la normativa del sector eléctrico no se contemplan los mercados de flexibilidad	Al no existir mecanismos normativos para comprar flexibilidad, tampoco se crean incentivos y la flexibilidad se fomenta menos en el mercado	Incluir en la normativa la definición y regulación de mercados de flexibilidad, habilitando al DSO a contratarlos y a los prosumidores a ofrecerlos
España	Acuerdos bilaterales entre DSO y recursos flexibles de terceros	En aquellas zonas con baja liquidez del mercado eléctrico no sería posible que el DSO se apoye en recursos flexibles de terceros para operar la red	Establecer un marco legal y retributivo por el cual un DSO pueda crear acuerdos bilaterales con clientes de Media y Baja Tensión para prestar servicios en su operación
Portugal	Proporcionar mecanismos de control de inyecciones en la red impide participar en otros servicios	En caso de que no se produzcan problemas con las tensiones este servicios no es activado y las unidades quedan sin participación en el mercado, limitando su flexibilidad y rentabilidad.	Permitir la participación simultánea en varios servicios o habilitar una compensación por disponibilidad



2.4. Conclusiones

Una vez realizado el análisis de los principales obstáculos regulatorios de los pequeños y medianos prosumidores en la normativa de España y Portugal, a continuación se resumen las principales conclusiones extraídas.

En primer lugar, la Directiva EU/2019/944 en [1] define el concepto de consumidor activo. Dado que es una directiva europea, los Estados miembros tienen la obligación de incorporarla a su legislación nacional tras su publicación.

En cuanto a la normativa española, en [2] se introduce la definición de titular de instalación de almacenamiento, agregador independiente y CER, pero no contempla la definición de una figura equivalente a la del prosumidor. A pesar de que, también en [2], se reconoce el derecho de los consumidores y titulares de almacenamiento a participar en los mercados eléctricos, no se especifica en qué mercados pueden participar ni las condiciones bajo las cuales lo harían.

En lo que respecta a Portugal, la normativa [4] define el autoconsumidor individual y [5] el PSF, ambos conceptos similares al prosumidor. Además, en [4] se establece que estos actores de la red pueden acceder al mercado directamente o mediante un tercero.

Por tanto, en lo relativo a la figura del prosumidor, a pesar de que la Directiva Europea incluyó la definición de consumidor activo en 2019, España aún no tiene una definición que se asemeje a esta. Por su parte Portugal, sí dispone de definiciones similares a la del prosumidor. Ambas normativas reconocen el derecho de los consumidores a participar en el mercado, aunque no especifique en qué mercados o bajo qué condiciones.

Una vez identificadas las figuras contempladas en las normativas de ambos países, el siguiente paso ha sido analizar cómo se reconoce su acceso al mercado.

En España, la normativa recogida en [2] establece que el Gobierno desarrollará un marco retributivo para la generación a partir de fuentes de energía renovables, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía. Este marco, conocido como REER, se define en [7]. Según este RD, las instalaciones acogidas a este régimen deben constituirse como una unidad de oferta individual, no siendo válidas las ofertas agregadas de instalaciones acogidas a dicho régimen. En este sentido, se observa que el REER está orientado a grandes productores y la figura del agregador independiente es únicamente administrativa.

Además, en [7] se contempla que se deberán tener en cuenta las particularidades de las CER para poder participar en el REER, considerando las CER como agrupación de prosumidores. Aunque la figura de las CER se detalla en [8], no se indican estas particularidades.

En lo relativo a Portugal, de acuerdo a las descripciones incluídas en [6], existe un solapamiento entre las figuras del agregador y del comercializador. Sin embargo, a diferencia de España, en Portugal sí existen empresas reconocidas como agregadores en los mercados eléctricos, como es el caso de Ignis Energía. Al igual que España, no se definen las adaptaciones necesarias para que las CER puedan participar en el mercado ni las particularidades para aplicar las normas del autoconsumo colectivo.

Finalmente, se han analizado las oportunidades de negocio para la figura del prosumidor en ambos países.

En el caso de España, el SRAD representa una oportunidad de participación para los pequeños y medianos prosumidores. Sin embargo, según se describe en [12], las unidades de programación que sean proveedoras de este servicio no pueden participar simultáneamente en el proceso de restricciones técnicas ni servicios estándar de balance. Además, cada instalación que participe tiene que acreditar una capacidad de oferta mínima de 1 MW, lo que requiere la figura del agregador independiente para los pequeños prosumidores, una figura que actualmente no está implementada.



A nivel europeo, en el conocido como Clean Energy Package, formado por [13] y [14], establece que los estados miembros deben proporcionar el marco jurídico necesario para que los gestores de las redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad, en particular para la gestión de congestiones.

En España, aún no existe una normativa sobre los mercados locales de flexibilidad. En cambio, en Portugal, el reglamento [5] define los mercados locales de flexibilidad promoviendo la participación de producción, almacenamiento y consumo e implementando mecanismos para el control de inyecciones en la red.

Una vez realizado un análisis comparativo de la normativa de España y Portugal, se concluye que, en términos generales, Portugal presenta un marco regulatorio más favorable para la participación de pequeños y medianos prosumidores en las redes eléctricas. Además, el modelo portugués reconoce al agregador independiente como un actor clave en los mercados eléctricos, y la regulación también contempla la existencia de mercados locales de flexibilidad, lo que fomenta una mayor integración de fuentes de energía distribuidas y una mayor flexibilidad en el sistema.

En las Figuras 1 y 2 se presenta un esquema de la normativa analizada, destacando las principales limitaciones.

Figura 1. Resumen de la normativa de España

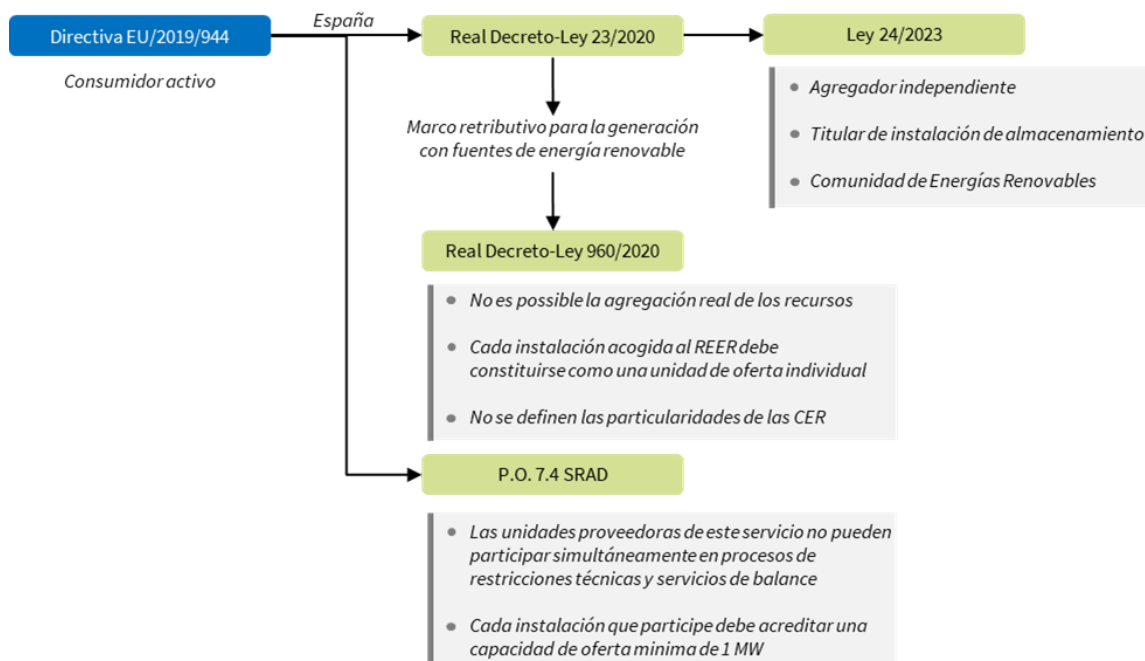
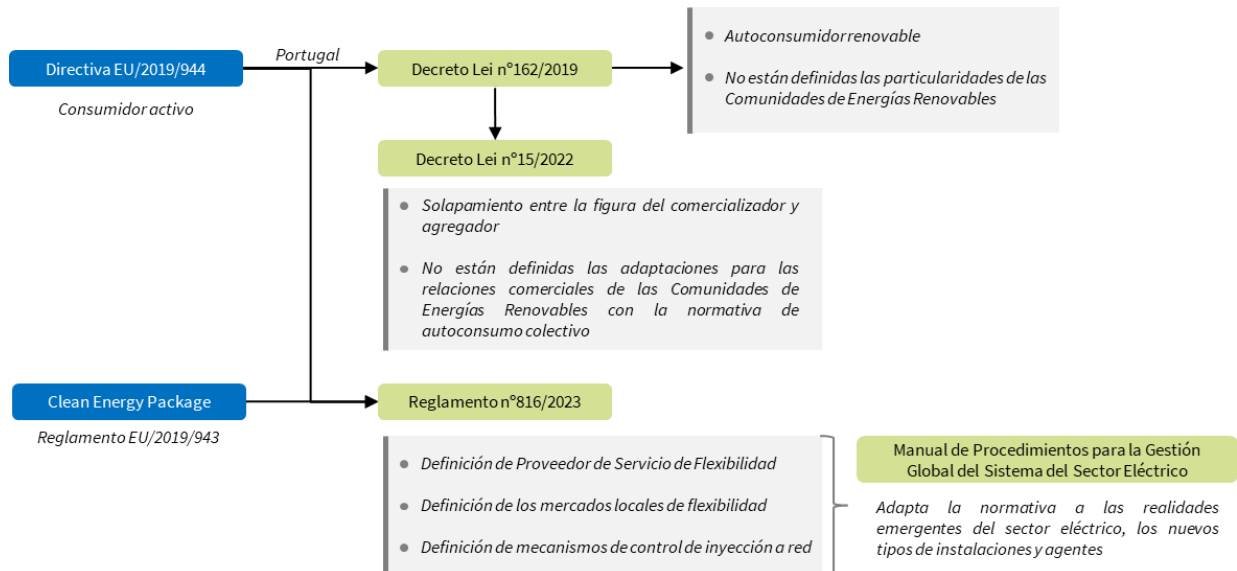


Figura 2. Resumen de la normativa de Portugal



Por último, el 27 de noviembre de 2025 se publicó el informe [15] de seguimiento de la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y el Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER) analiza cómo los mercados minoristas de electricidad pueden contribuir a liberar la flexibilidad del consumidor en el contexto de la transición energética. En él se afirma que la participación activa de los consumidores en los mercados minoristas de electricidad puede ayudar a Europa a acelerar la transición hacia la energía limpia. No obstante, indica que el potencial de esta flexibilidad del consumidor, la flexibilidad de la demanda, permanece en gran medida desaprovechado debido a la implementación desigual de contadores inteligentes (no es el caso de España y Portugal), la adopción de contratos inflexibles y la limitada competencia en algunos mercados minoristas.

3. Propuestas de actuaciones

En la última convocatoria de acceso al banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico, previsto en el Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, se propuso por parte del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO) como ficha de procedimiento de solicitud un documento que incluía los siguientes puntos a completar:

- Denominación del proyecto piloto
- Entidad promotora
- Descripción del proyecto piloto y las pruebas
- Ubicación
- Objetivos
- Estado de desarrollo
- Plan de ejecución
- Descripción de los participantes
- Carácter limitado del proyecto piloto
- Exención regulatoria
- Viabilidad técnica
- Nivel de madurez tecnológica (TRL)
- Ausencia de riesgos para el sistema eléctrico
- Protección de los consumidores
- Principio de sostenibilidad económica y financiera
- Cumplimiento de objetivos de la Ley del Sector Eléctrico
- Cumplimiento de objetivos de energía y clima y sostenibilidad ambiental
- Interés de la innovación regulatoria
- Análisis de riesgos
- Evaluación de los costes de los impactos del proyecto piloto
- Coherencia con la finalidad de garantizar un suministro de energía eléctrica adecuado
- Análisis de cumplimiento de normativa europea
- Compromisos adquiridos y mecanismos de verificación del DNSH
- Garantías financieras
- Tratamiento de datos personales
- Información adicional sobre el proyecto piloto
- Anexo: modelo de acuerdo de adscripción

Atendiendo al análisis del apartado anterior, a continuación se incluyen varias propuestas de Sandboxes regulatorias destacando los siguientes apartados:

- Objetivos
- Exención regulatoria
- Interés de la innovación regulatoria
- Cumplimiento de objetivos de la Ley del Sector Eléctrico
- Cumplimiento de objetivos de energía y clima y sostenibilidad ambiental
- Análisis de cumplimiento de normativa europea

En todas las propuestas de sandbox se han incluido unas métricas de éxito que puedan servir como referencia a la hora de elaborar una memoria de un proyecto sandbox.



3.1. Propuesta 1

3.1.1. Descripción

Propuesta	Validar mediante un entorno controlado un nuevo marco regulatorio que permita la participación agregada de pequeños y medianos prosumidores en los mercados de flexibilidad del sistema eléctrico, utilizando la tecnología de gemelo digital del proyecto DT4Flex [16]											
Objetivo	• Demostrar la capacidad técnica de agregar flexibilidad de prosumidores distribuidos • Cuantificar los beneficios económicos para prosumidores y el sistema • Identificar y resolver barreras regulatorias específicas • Proponer modificaciones al marco normativo actual • Establecer estándares técnicos mínimos para agregadores											
Interés de la innovación regulatoria	<u>Para el Sistema Eléctrico</u> • Recurso distribuido no utilizado: los pequeños prosumidores representan un potencial de ~2-3 GW de flexibilidad en España • Integración renovable: facilita mayor penetración de renovables intermitentes gracias a la conexión flexible • Reducción de costes del sistema: disminuye necesidad de inversión en infraestructura de red <u>Para los prosumidores</u> • Nuevas fuentes de ingreso: monetización de sus activos (baterías, vehículos eléctricos, demandas flexibles) • Recuperación acelerada de inversiones: amortización más rápida de instalaciones de autoconsumo • Empoderamiento energético: transición de consumidor pasivo a actor activo del mercado <u>Innovación Central</u> Creación de la figura del "Agregador de prosumidores" con capacidad para: • Agrupar flexibilidad de múltiples pequeños prosumidores • Participar directamente en mercados organizados • Gestionar responsabilidades técnicas y económicas											
Cumplimiento y análisis regulatorio	<table><tr><th>Barrera actual</th><th>Solución en sandbox</th><th>Modificación normativa propuesta</th></tr><tr><td>Potencia mínima (>1 MW para mercados)</td><td>Agregación apoyada con herramientas basadas gemelo digital eléctrico</td><td>Crear figura "Agregador de prosumidores" con umbral reducido a 100 kW</td></tr><tr><td>Responsabilidad técnica</td><td>Gemelo digital garantiza cumplimiento</td><td>Establecer estándares técnicos para agregadores basados en gemelos digitales</td></tr></table>			Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta	Potencia mínima (>1 MW para mercados)	Agregación apoyada con herramientas basadas gemelo digital eléctrico	Crear figura "Agregador de prosumidores" con umbral reducido a 100 kW	Responsabilidad técnica	Gemelo digital garantiza cumplimiento	Establecer estándares técnicos para agregadores basados en gemelos digitales
Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta										
Potencia mínima (>1 MW para mercados)	Agregación apoyada con herramientas basadas gemelo digital eléctrico	Crear figura "Agregador de prosumidores" con umbral reducido a 100 kW										
Responsabilidad técnica	Gemelo digital garantiza cumplimiento	Establecer estándares técnicos para agregadores basados en gemelos digitales										



	Ausencia de Marco Retributivo	Modelo de reparto de ingresos testado	Definir esquema retributivo estándar para servicios de flexibilidad distribuida
	Complejidad de participación	Interfaz simplificada vía DT4Flex	Simplificar requisitos de acceso para agregadores certificados
Desafío tecnológico	1. Agregación técnica eficiente: - Desafío: heterogeneidad de dispositivos (baterías, VE, termostatos). - Solución sandbox: API estandarizada y protocolos de comunicación abiertos. - Requisito sandbox: interoperabilidad demostrada con ≥ 3 fabricantes. 2. Precisión del gemelo digital: - Desafío: modelado preciso de perfiles de consumo/producción. - Solución sandbox: algoritmos basados en modelos en detalle de la red y tecnologías de optimización que puedan contrastarse. - Métrica sandbox: error de predicción $< 5\%$ en 90% de casos. 3. Gestión de restricciones de red: - Desafío: evitar congestiones de carga y tensión en distribución. - Solución sandbox: modelado de red de baja tensión integrado. - Validación: coordinación con distribuidora en Tiempo Real. 4. Ciberseguridad: - Desafío: múltiples puntos de conexión. - Solución sandbox: arquitectura Zero-Trust y encriptación end-to-end. - Auditoría: certificación ENS durante sandbox. 5. Escalabilidad: - Desafío: prueba piloto a despliegue masivo. - Solución sandbox: Arquitectura cloud-native y microservicios. - Objetivo: Gestión de ≥ 1000 prosumidores en fase comercial. Métricas de Éxito - Técnicas: 95% de disponibilidad de flexibilidad comprometida. - Económicas: ingresos $\geq 100\text{€}$/año por prosumer participante. - Regulatorias: ≥ 3 modificaciones normativas identificadas y justificadas. - Sociales: $\geq 80\%$ satisfacción participantes en encuesta post-sandbox.		

3.2. Propuesta 2

3.2.1. Descripción

Propuesta	Validar mecanismos regulatorios para la coordinación, envío de consignas y reparto de beneficios por parte de agregadores independientes en mercados eléctricos, facilitando la participación activa de recursos distribuidos.
------------------	--



Objetivo	● Demostrar la capacidad del agregador para gestionar y enviar consignas a los recursos que representa. ● Definir las funciones técnicas y económicas del agregador para la gestión de recursos distribuidos. ● Analizar los riesgos operativos y tecnológicos asociados a la agregación y definir medidas para la protección del usuario final. ● Evaluar esquemas transparentes de reparto de beneficios.									
Interés de la innovación regulatoria	<u>Para el Sistema Eléctrico</u> ● Incrementa la flexibilidad mediante la activación de recursos distribuídos ante congestiones de red. ● Mayor capacidad de gestión de la variabilidad. ● Aporta soluciones a problemas en áreas donde no existen prosumidores que cumplan con la capacidad mínima que se exige para presentar ofertas. <u>Para el Mercado Eléctrico</u> ● Introduce un nuevo actor en el mercado y por tanto aumenta la competencia. ● Aumenta la liquidez de los mercados al utilizar recursos que actualmente no participan. ● Promover nuevos modelos de negocios basados en servicios de flexibilidad y respuesta de la demanda. <u>Para los prosumidores</u> ● Fomenta la participación activa de los prosumidores en los mercados eléctricos. ● Obtienen ingresos adicionales por la flexibilidad disponible en sus recursos .									
Cumplimiento y análisis regulatorio	<table><tr><th>Barrera actual</th><th>Solución en sandbox</th><th>Modificación normativa propuesta</th></tr><tr><td>Ausencia de estructura normativa para el envío de consignas por agregadores independientes y supervisión de su cumplimiento</td><td>Prueba de un protocolo estandarizado para el envío de consignas</td><td>Incorporar en la normativa los requisitos técnicos, responsabilidad operativas y mecanismos de supervisión para habilitar al agregador como emisor de consignas</td></tr><tr><td>Falta de mecanismos para el reparto de beneficios entre agregador, usuarios y otros actores</td><td>Modelo de reparto de beneficios con rangos de porcentajes entre agregador y recursos, así como una reserva de fondos para posibles</td><td>Incorporar normativa que incluya reglas de cálculo y distribución, así como procedimientos de ajustes en caso de incumplimientos o fraudes</td></tr></table>	Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta	Ausencia de estructura normativa para el envío de consignas por agregadores independientes y supervisión de su cumplimiento	Prueba de un protocolo estandarizado para el envío de consignas	Incorporar en la normativa los requisitos técnicos, responsabilidad operativas y mecanismos de supervisión para habilitar al agregador como emisor de consignas	Falta de mecanismos para el reparto de beneficios entre agregador, usuarios y otros actores	Modelo de reparto de beneficios con rangos de porcentajes entre agregador y recursos, así como una reserva de fondos para posibles	Incorporar normativa que incluya reglas de cálculo y distribución, así como procedimientos de ajustes en caso de incumplimientos o fraudes
Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta								
Ausencia de estructura normativa para el envío de consignas por agregadores independientes y supervisión de su cumplimiento	Prueba de un protocolo estandarizado para el envío de consignas	Incorporar en la normativa los requisitos técnicos, responsabilidad operativas y mecanismos de supervisión para habilitar al agregador como emisor de consignas								
Falta de mecanismos para el reparto de beneficios entre agregador, usuarios y otros actores	Modelo de reparto de beneficios con rangos de porcentajes entre agregador y recursos, así como una reserva de fondos para posibles	Incorporar normativa que incluya reglas de cálculo y distribución, así como procedimientos de ajustes en caso de incumplimientos o fraudes								



		correcciones	
	Solapamiento entre las funciones del comercializador y agregador, limitando su participación en mercados	Prueba del agregador con funciones diferenciadas del comercializador como coordinación y envío de consignas, supervisión y reporte al regulador.	Definir en la normativa la separación entre ambos roles, indicando límites de actuación para evitar conflictos de interés
	No siempre se tiene acceso en Tiempo Real a datos de consumo o generación de los prosumidores	Permitir el acceso a los datos con protocolos de comunicación estandarizados y ciberseguros	Establecer en la normativa mecanismos que permitan al agregador el acceso a los datos garantizando la privacidad y ciberseguridad
Desafío tecnológico	1. Coordinación en el envío de consignas: - Desafío: asegurar trazabilidad y prioridad en el envío de consignas. - Solución sandbox: protocolo de envío de consignas estandarizado. - Requisito sandbox: permitir que el agregador envíe consignas bajo supervisión. 2. Gestión de contingencias y fallos: - Desafío: reaccionar ante errores de comunicación o desconexiones. - Solución sandbox: simulación de fallos en un entorno controlado. - Requisito sandbox: evaluar la resiliencia del agregador garantizando la continuidad del servicio y seguridad del sistema. 3. Protección de datos: - Desafío: garantizar que la operación remota sea segura frente a ataques. - Solución sandbox: implementación de controles de acceso y monitorización en el entorno de prueba. - Requisito sandbox: validar la seguridad y privacidad de datos. Métricas de Éxito - Cumplimiento de consignas: > 95%. - Disponibilidad del sistema: > 95 %. - Incidentes de seguridad: <5% del tiempo .		

3.3. Propuesta 3

Propuesta	Validar mecanismos regulatorios para la operación en Tiempo Real de medianos prosumidores conectados a la red de Media Tensión por parte del DSO mediante
------------------	---



	acuerdos bilaterales.								
Objetivo	● Identificar medianos prosumidores conectados a la red de Media Tensión con capacidad para responder a consignas del DSO en Tiempo Real. ● Proponer marco de certificación de medianos prosumidores con capacidad de respuesta en Tiempo Real. ● Validar un esquema de comunicaciones DSO-prosumidor que permita la actuación en Tiempo Real. ● Proponer un esquema de contratos bilaterales DSO-prosumidor mediano remunerado en términos de disponibilidad de flexibilidad y cumplimiento de consignas. ● Validar técnicas para el control óptimo de medianos prosumidores mediante el cálculo de consignas para la operación segura y resiliente de las redes de media tensión. ● Cuantificar beneficios del DSO y el mediano prosumidor. ● Identificar y resolver barreras regulatorias específicas. ● Proponer modificaciones al marco normativo actual.								
Interés de la innovación regulatoria	<u>Para el Sistema Eléctrico</u> ● Los medianos prosumidores constituyen un agente con gran potencial de impacto en la operación de las redes de media tensión. ● Integración renovable: facilita mayor penetración de renovables intermitentes. ● Integración de almacenamiento: facilita la mayor inclusión de sistemas de baterías en el sistema. ● Reducción de costes del sistema: disminuye la necesidad de inversión en infraestructura de red. ● Aumento de la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico a través del empleo de consignas a medianos prosumidores para resolver problemas técnicos de la red de media tensión. ● Capacidad de respuesta en Tiempo Real ante contingencias en la red de media tensión. <u>Para los prosumidores</u> ● Nuevas fuentes de ingreso: monetización de sus activos (baterías, vehículos eléctricos, demandas flexibles) ● Recuperación acelerada de inversiones: amortización más rápida de instalaciones de autoconsumo y sistemas de almacenamiento. ● Empoderamiento energético: transición de consumidor pasivo a actor activo del mercado ● Mayor promoción del acceso y conexión de los medianos prosumidores al sistema. Al resultar un agente atractivo para el DSO en la operativa de sus sistemas, se promueve la mayor integración de estos prosumidores en sus redes.								
Cumplimiento y análisis regulatorio	<table><tr><td>Barrera actual</td><td>Solución en sandbox</td><td>Modificación normativa propuesta</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td></tr></table>			Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta			
Barrera actual	Solución en sandbox	Modificación normativa propuesta							



	Ausencia de estructura normativa para el envío de consignas por parte del DSO a los medianos prosumidores	Prueba de un protocolo estandarizado para el envío de consignas	Incorporar en la normativa los requisitos técnicos, responsabilidad operativas y mecanismos de supervisión para habilitar al DSO como emisor de consignas
	Falta de un marco estándar para la elaboración de contratos bilaterales entre DSO y medianos prosumidores	Modelo de contrato bilateral que incluya remuneración para el prosumidor en términos de disponibilidad de recurso flexible y cumplimiento de consignas	Elaborar contrato marco para los acuerdos bilaterales DSO-mediano prosumidor
	No existe una definición de mediano prosumidor que garantice su capacidad para ofrecer servicios de flexibilidad en Tiempo Real	Elaborar un estándar de requisitos en términos de disponibilidad, tiempos de respuesta y garantía de cumplimiento de consignas por parte del mediano prosumidor	Establecer unas condiciones para la certificación de medianos prosumidores como proveedores de servicios de flexibilidad en Tiempo Real
Desafío tecnológico	1. Respuesta en Tiempo Real ante consignas del DSO ● Desafío: garantizar la respuesta en Tiempo Real. ● Solución: validación de protocolo de comunicaciones DSO - prosumidor. ● Requisitos: arquitectura de comunicaciones entre DSO y prosumidor con garantías de ciberseguridad. 2. Operación óptima de recurso flexible para garantizar seguridad y resiliencia de la red de media tensión: ● Desafío: evitar congestiones y tensiones fuera de límite en la red de media tensión y dar respuesta ante contingencias en escenarios N-1. ● Solución: gemelo digital de la red de media tensión que incorpore motor de cálculo de consignas óptimas al mediano prosumidor. ● Validación: pruebas piloto en redes de media tensión representativas. 3. Certificación de medianos prosumidores como proveedores de servicios de respuesta en Tiempo Real: ● Desafío: establecer los requisitos mínimos viables para que un mediano prosumidor se constituya como proveedor de servicios de respuesta en Tiempo		



	Real ante consignas del DSO. ● Solución: establecer protocolo de pruebas de comunicación y valores umbrales de disponibilidad de potencia y tiempos de respuesta. ● Certificación: proponer un marco de certificación de medianos prosumidores como proveedores de estos servicios. Métricas de Éxito ● Cumplimiento de consignas > 95%. ● Tiempo de respuesta < 5 min. ● Mejorar en TIEPI > 10 %. ● Mejorar en NIEPI > 10 %. ● Beneficio del mediano prosumidor > 1k€ año/prosumidor.
--	---

4. Bibliografía

- [1] 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 y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE
- [2] Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- [3] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.5
- [4] Decreto-Lei n.º 162/2019. Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001
- [5] Regulamento n.º 816/2023. Aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro
- [6] Decreto-Lei n.º 15/2022. Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001
- [7] Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- [8] Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea.
- [9] Resolución de 28 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario.
- [10] Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.
- [11] Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico
- [12] P.O.7.5. Servicio de respuesta activa de la demanda
- [13] 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 y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE
- [14] REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad
- [15] ACER, “How electricity contract choices can unlock consumer flexibility and lower bills”, 27 de noviembre de 2025. URL: <https://www.acer.europa.eu/monitoring/energy-retail-consumer-protection-2025>
- [16] Proyecto DT4Flex: “Gemelo digital de la red de distribución para gestionar servicios de flexibilidad para la resolución de problemas técnicos en la red”, URL: <https://ingelectus.com/dt4flex/>