

EL ROL DE LA FLEXIBILIDAD EN LA FIRMEZA Y RESILIENCIA DEL SISTEMA

SEPTIEMBRE. 2025

www.entra-coalicion.com

ÍNDICE

<i>I. Resumen ejecutivo</i>	<i>2</i>
<i>II. Flexibilidad de la demanda: El trilema energético y su papel en la competitividad de Europa</i>	<i>4</i>
<i>III. El potencial de los recursos energéticos distribuidos en los servicios de flexibilidad y la resiliencia de los usuarios ante los eventos del sistema</i>	<i>5</i>
<i>IV. Medidas concretas y generales para la participación de la flexibilidad de la demanda en los Servicios de Regulación</i>	<i>10</i>
IV.1 Servicio de regulación primaria	11
IV.2 Servicio de regulación Secundaria.....	14
IV.3 Servicio de regulación Terciaria	15
IV.4 Restricciones Técnicas	16
<i>V. El papel de los DSO y la retribución de la flexibilidad</i>	<i>17</i>
<i>VI. Ciberseguridad</i>	<i>20</i>
<i>Autores del Informe ‘El rol de la flexibilidad en la firmeza y resiliencia del sistema’ ..</i>	<i>21</i>
<i>Sobre ENTRA Agregación y Flexibilidad.....</i>	<i>22</i>

I. RESUMEN EJECUTIVO

La flexibilidad del lado de la demanda (*Demand Side Flexibility*, DSF) se configura como un elemento estratégico capaz de abordar simultáneamente los tres grandes desafíos del trilema energético europeo: **seguridad de suministro, sostenibilidad y asequibilidad**. El incidente del 28 de abril de 2025, que afectó a gran parte de la península ibérica y zonas del sur de Francia, evidenció la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos que carecen de mecanismos avanzados de protección, estabilización y gestión de las redes. En este escenario, la DSF se presenta como una herramienta esencial para integrar de manera equilibrada y económica la transición energética, aportando estabilidad, firmeza y resiliencia al nuevo sistema eléctrico renovable, a la vez que contribuye a reducir costes y mejorar la competitividad de la economía.

Desde la perspectiva de la **sostenibilidad**, la flexibilidad de la demanda optimiza la integración de energías renovables y reduce emisiones y dependencia de la generación de combustibles fósiles. En términos de **seguridad de suministro**, permite una respuesta ágil ante picos de demanda y fallos, manteniendo la estabilidad del sistema sin necesidad de infraestructuras sobredimensionadas. Además, mejora la **asequibilidad** al desplazar el consumo hacia períodos de mayor generación renovable, reduciendo costes y la dependencia de generación fósil de respaldo.

El documento analiza, cómo integrar de forma efectiva la DSF en el sistema español, identificando las principales barreras y medidas regulatorias y tecnológicas necesarias para desplegar todo su potencial. Mediante un enfoque técnico, económico y regulatorio, el documento presenta propuestas concretas para consolidar la flexibilidad como un activo esencial de la transición energética, abordando los siguientes aspectos clave de la DSF:

Potencial estratégico de la DSF: capacidad para equilibrar generación y consumo en tiempo real, reduciendo vertidos renovables y dependencia de generación fósil, con un impacto directo en la reducción de emisiones y en la seguridad de suministro.

Recursos energéticos distribuidos: los recursos energéticos distribuidos —gestión activa de la demanda, almacenamiento, generación distribuida y carga/descarga de vehículos eléctricos— aportan estabilidad y flexibilidad a la red, pudiendo sustituir la flexibilidad fósil y cubrir servicios de balance localmente; las experiencias internacionales muestran que su activación puede ser manual (respuesta voluntaria) o automática (IoT, APIs, IA), combinando flexibilidad implícita y explícita para maximizar beneficios.

Participación en servicios de balance: se aborda el reto de aumentar la participación de la demanda en los servicios de balance del sistema eléctrico español (FCR, aFRR, mFRR y RR), destacando las barreras económicas, la necesidad de contratos de capacidad a largo plazo y el ejemplo del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD) como incentivo.

Rol de los DSO y regulación: se plantea la necesidad de transformar la red de distribución hacia una infraestructura digital e inteligente, con conexiones y tarifas flexibles, mercados locales de flexibilidad y un marco regulatorio y retributivo que premie la gestión eficiente y el uso óptimo de la red.

Ciberseguridad: se presenta como un pilar estratégico del sistema eléctrico español ante la digitalización y descentralización, que establecen obligaciones y medidas de gestión de riesgos, así como requisitos de certificación, para garantizar la soberanía digital, la protección de datos y la resiliencia, integrando estos elementos en el diseño y la operación de redes y sistemas.

Por lo tanto, la DSF contribuye a la resiliencia energética habilitando la capacidad de anticipar, absorber y recuperarse de eventos disruptivos sin comprometer la continuidad operativa. De este modo, se consolida no solo como un recurso técnico, sino como una **solución económica, ambiental y estratégica** que facilita la transición hacia un sistema eléctrico más competitivo, sostenible y seguro, alineado con los objetivos de neutralidad climática y transición energética.

II. FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA: EL TRILEMA ENERGÉTICO Y SU PAPEL EN LA COMPETITIVIDAD DE EUROPA

El **trilema energético europeo** —seguridad de suministro, sostenibilidad y asequibilidad— ha vuelto al centro del debate tras el incidente del 28 de abril de 2025. La incidencia que afectó al territorio peninsular español, Portugal, Andorra y algunas zonas del sur de Francia ha evidenciado la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos que no han incorporado los necesarios elementos y sistemas de protección, estabilización y gestión de las redes.

En este contexto, la flexibilidad del lado de la demanda (DSF, por sus siglas en inglés) emerge como una herramienta estratégica capaz de abordar simultáneamente los tres grandes desafíos del trilema energético.

Desde el punto de vista de la **sostenibilidad**, la capacidad de adaptar el consumo eléctrico en función de la disponibilidad de energías renovables permite maximizar su integración en el sistema y minimizar los vertidos, lo que se traduce en una reducción directa de las emisiones. A medida que aumenta la participación de fuentes intermitentes y no gestionables como la solar y la eólica, contar con una demanda flexible que responda a su variabilidad, permite reducir la dependencia de generación fósil, y mejorar el balance ambiental del sistema eléctrico.

En cuanto a la **seguridad del suministro**, la flexibilidad de la demanda ofrece una respuesta rápida y eficiente ante eventos de estrés en la red, como picos de demanda, fallos de generación o fenómenos climáticos extremos. No obstante, su eficacia real depende en gran medida del grado de digitalización, automatización de las redes, así como de la agregación efectiva del consumo, aspectos que aún presentan un desarrollo desigual en nuestro país. Estos recursos pueden ayudar a mantener la frecuencia y tensión del sistema dentro de márgenes operativos seguros sin necesidad de sobredimensionar infraestructuras o depender exclusivamente de generación de reserva. Casos como el de Australia del Sur, que tras el apagón de 2016 logró reconstruir su sistema eléctrico sobre la base de almacenamiento masivo y gestión activa de la demanda, son una demostración clara de cómo se puede alcanzar una alta penetración renovable (64% en 2023) con estabilidad y fiabilidad.

Finalmente, desde la óptica de la **asequibilidad**, la flexibilidad de la demanda representa una alternativa económica y eficiente frente a otras soluciones basadas en generación de respaldo fósil o en elementos adicionales de refuerzo de red o equilibrio del sistema. Asimismo, esta práctica puede contribuir a gestionar los vertidos renovables. A su vez, el desplazamiento del consumo de horas de mayor precio hacia momentos de mayor disponibilidad renovable reducirá la factura a aquellos clientes que cuenten con tarifas dinámicas o mecanismos de gestión activa de la demanda. Así, la

flexibilidad de la demanda no solo es una palanca técnica, sino también una solución económica y ambientalmente racional para avanzar hacia un sistema energético más equilibrado.

En definitiva, la flexibilidad de la demanda se presenta en el contexto energético actual y aspiracional de España como un elemento novedoso y necesario, que nos permite integrarnos de manera económica y equilibrada en la senda marcada desde Europa de transición energética, aportar estabilidad y firmeza al nuevo sistema eléctrico renovable, abaratar sus costes y, de esta manera, colaborar con un entorno no solo más sostenible, sino también más competitivo y resiliente para nuestra economía.

III. EL POTENCIAL DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN LOS SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD Y LA RESILIENCIA DE LOS USUARIOS ANTE LOS EVENTOS DEL SISTEMA

La flexibilidad que aportan los recursos distribuidos detrás del contador se denomina colectivamente como “flexibilidad del lado de la demanda” o DSF. Estos recursos son: la gestión de la demanda, gestión de la carga y descarga del vehículo eléctrico, gestión del almacenamiento y la generación distribuida. Un valor indiscutible del potencial que la demanda puede aportar al sistema es su carácter distribuido.

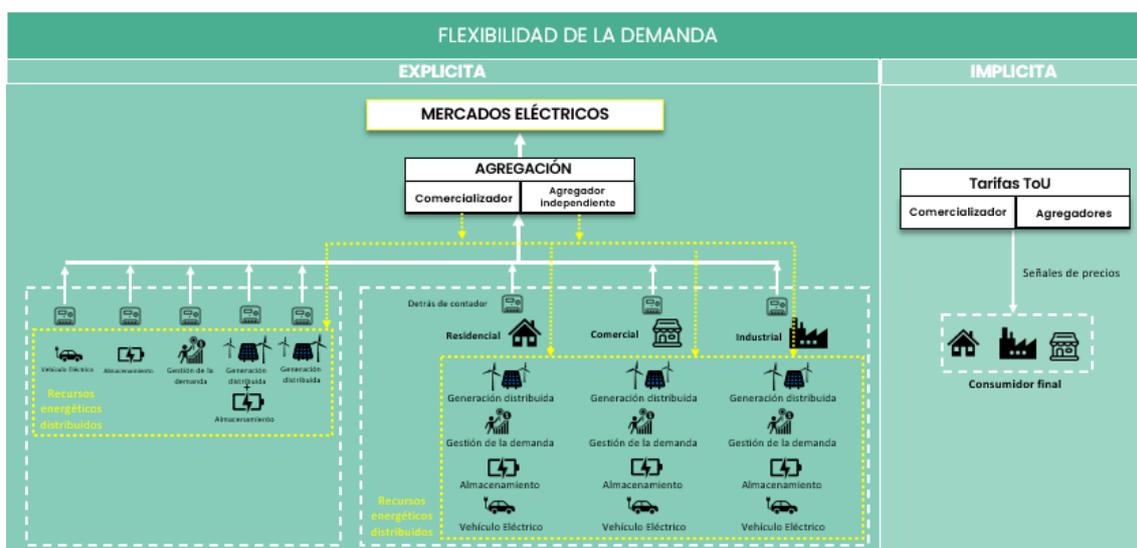


Figura 1. Flexibilidad de la Demanda (Fuente – ENTRA “Hoja de ruta flexibilidad de la demanda en España”)

Como se ha introducido en la sección anterior, cuando nos referimos a la flexibilidad de la demanda para adaptarse a la generación renovable no gestionable hablamos de un concepto escalable, con potencial de equilibrar el sistema tanto a nivel de red de transporte, como a nivel de redes de distribución de media y baja tensión, contemplando desde importantes consumos conectados en alta tensión hasta consumos de diferentes tamaños y ubicación por todo el territorio nacional.

Por tanto, la demanda, por su naturaleza distribuida y escalable, representa una herramienta de flexibilidad para el sistema, apta para prestar servicios de estabilidad y gestionabilidad, lo que representa un valor estratégico clave para el sistema eléctrico español, especialmente en el contexto actual de transición energética.

Su aportación se manifiesta en varias áreas fundamentales:

1. Integración de energías renovables variables: Con el fuerte crecimiento de la generación eólica y solar en España, la variabilidad inherente de estas fuentes plantea desafíos para aprovechar eficientemente la electricidad generada y evitar vertidos energéticos. La DSF actúa como un “amortiguador” del sistema, permitiendo ajustar la demanda en función de la generación disponible. Esto facilita una mayor penetración de renovables, reduce los vertidos y refuerza la resiliencia del sistema.

2. Estabilidad y seguridad de la red: La DSF contribuye a mantener un sistema eléctrico fiable y seguro, proporcionando servicios de balance y aliviando la congestión en la red. De esta forma, ayuda a mitigar inestabilidades, fluctuaciones de voltaje y riesgos de apagones, a la vez que reduce la necesidad de costosas ampliaciones de infraestructura.

3. Optimización de los costes del sistema: Al desplazar el consumo fuera de los picos de demanda, la DSF disminuye la dependencia de centrales pico (caras) y permite aplazar o evitar inversiones en refuerzo de red. También ayuda a suavizar la volatilidad de precios en el mercado mayorista, lo que podría contribuir a reducir los costes totales del sistema y, en última instancia, abaratar las facturas eléctricas para los consumidores.

4. Sustitución de la flexibilidad fósil: A medida que se eliminan gradualmente las centrales de carbón, petróleo y gas —tradicionalmente fuente principal de flexibilidad despachable—, es necesario contar con alternativas de cero emisiones que proporcionen servicios equivalentes de ajuste, rampa y reserva. En este contexto, la DSF, junto con el almacenamiento energético a gran escala, se convierte en una solución esencial para proporcionar la flexibilidad que requiere un sistema con generación renovable no firme.

5. Apoyo a la electrificación: La electrificación de la demanda, ya sea en el transporte, procesos industriales o usos domésticos puede reducir los costes energéticos para el consumidor final y mejorar la experiencia de usuario. Sin embargo, este aumento de la demanda eléctrica puede generar nuevas tensiones en la red si no se gestiona adecuadamente. La DSF permite integrar de forma inteligente estas nuevas cargas,

evitando picos de demanda adicionales y transformándolas en activos útiles para el sistema.

6. Compensación por la baja capacidad de interconexión: España cuenta con conexiones eléctricas con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, pero su capacidad total de intercambio ronda solo los 10 GW, frente a una capacidad instalada de generación de 126 GW. Esto supone una ratio de interconexión del 6%, muy por debajo del objetivo europeo (10% para 2025 y 15% para 2030). Dado que la capacidad de intercambio con el resto de Europa continental es apenas del 2%, la península ibérica actúa como una “isla energética”, lo que obliga a cubrir la mayor parte de los servicios de balance con recursos locales. En este escenario, la DSF se vuelve aún más crítica como herramienta interna de equilibrio y optimización del sistema.

Así, la gestión del lado de la demanda es claramente un componente clave y resiliente para mejorar el equilibrio de la red eléctrica. Como se ha venido mencionando a lo largo de este documento, esta flexibilidad permite adaptar el consumo eléctrico de los usuarios a las condiciones de generación y a las necesidades del sistema y debe activarse sin impacto en el aprovechamiento energético del usuario final, es decir, sin afectación en el proceso productivo flexible, en caso de consumidores industriales, y sin afectación en el nivel de bienestar del consumidor doméstico flexible. Para ello, el consumidor decide qué flexibilidad está dispuesto a aportar al sistema y la manera de hacerlo.

La activación de la flexibilidad de la demanda puede realizarse de manera manual o automática, en función del tipo de consumidor, la tecnología disponible y la estructura del mercado.

En el caso de la activación **manual**, el usuario final modifica su patrón de consumo en respuesta a una señal de precio o una alerta del operador del sistema. Este tipo de activación suele apoyarse en la voluntad del consumidor y no requiere de una infraestructura tecnológica avanzada. Un ejemplo emblemático es el caso del operador del sistema eléctrico de California (CAISO) que, ante eventos de alta tensión en la red, ha enviado notificaciones a la población solicitando una reducción voluntaria del consumo eléctrico, logrando movilizar la demanda manual en apenas 15 minutos. Iniciativas similares se han implementado en el Reino Unido, como el programa *Demand Flexibility Service* del operador *National Grid*, que ha movilizado a más de un millón de consumidores domésticos para obtener reducciones puntuales superiores a 250 MW, simplemente apagando cargas no esenciales o ajustando hábitos de consumo. Asimismo, existen ejemplos de flexibilidad, donde los consumidores incrementan su consumo en momentos específicos para absorber excedentes de energía renovable, como ocurre en el mercado local de *UK Power Networks*, donde usuarios domésticos adaptan su demanda (por ejemplo, poniendo lavadoras) para facilitar la integración de energía eólica.

Por otro lado, la activación **automática** de la flexibilidad se basa en soluciones tecnológicas que permiten ajustar el consumo sin intervención directa del usuario. En este modelo, sistemas inteligentes reciben señales de precio o comandos directos y actúan sobre recursos gestionables en tiempo real, como vehículos eléctricos, bombas de calor, baterías domésticas, o activos industriales. Estos recursos, dotados de conectividad y capacidad de control remoto, se integran mediante APIs y otras tecnologías a los sistemas de gestión de potencia (PMS) o sistemas de gestión energética (EMS), permitiendo una respuesta ágil y coordinada. Los sistemas de gestión de potencia (PMS, *Power Management Systems*), y de gestión energética (EMS, *Energy Management Systems*) y plataformas de agregación permiten la operación coordinada de recursos distribuidos de generación (como instalaciones fotovoltaicas y eólicas), almacenamiento energético y cargas flexibles (vehículos eléctricos, bombas de calor, procesos industriales, electrolizadores, entre otros). Estos sistemas habilitan la gestión activa de la energía desde el lado de la demanda, integrándola como un recurso despachable más dentro del sistema eléctrico. La orquestación de estos activos se apoya en tecnologías emergentes como la inteligencia artificial, la computación en la nube y el procesamiento en el borde (*edge computing*), junto con algoritmos de control avanzado, protocolos de comunicación abiertos y APIs. Esta arquitectura digital distribuida permite desplegar soluciones de control, operación y optimización energética de forma escalable, eficiente y con costes competitivos.

La modificación de los patrones de consumo y/o generación de cualquier instalación pueden ser en respuesta a señales de precio implícitas (tarifas dinámicas o incentivos financieros para modificar su consumo) o en respuesta a una necesidad explícita de los operadores del sistema, de red o del mercado a cambio de una contraprestación económica. Es lo que se conoce como flexibilidad implícita y explícita respectivamente.

La **flexibilidad implícita** en respuesta a precios permite a los usuarios consumir más energía o almacenarla en periodos donde esta es más barata y reducir consumos o utilizar la energía almacenada en periodos donde la energía es más cara. La gestión de flexibilidad implícita se puede realizar sobre equipos energéticos concretos (ej.: batería eléctrica) con un enfoque *Internet of Things (IoT)* y API, u otras tecnologías, que permiten integrarse con un sistema de gestión energética o con un agregador, o de una forma integral, optimizando todos los recursos de la instalación (como generación, almacenamiento y cargas flexibles). Un ejemplo representativo de esta activación automática, habilitada mediante tecnologías IoT y APIs y otras tecnologías, es la gestión de más de 300.000 vehículos eléctricos (VE) que se comunican en tiempo real con un agregador de la demanda. En este esquema, el consumidor simplemente conecta su vehículo al llegar a casa y establece la hora a la que desea que esté completamente cargado. A partir de ese momento, el agregador toma el control de la operación, optimizando la carga del vehículo dentro del intervalo disponible. De este modo, la carga se realiza en los momentos más económicos y sostenibles, considerando tanto las señales de precio como la disponibilidad de energía renovable en el sistema eléctrico. En el caso de optimización integral, se pueden emplear sistemas de control local o

incluso microrredes de usuario activo. Un ejemplo sería un consumidor con una instalación fotovoltaica que maximiza la generación local de energía, almacena los excedentes y gestiona las cargas de manera óptima, utilizando tanto datos históricos como datos en tiempo real. Este enfoque permite aprovechar la variabilidad de los precios del mercado spot o de cualquier tarifa variable.

Por su parte, la **flexibilidad explícita**, que es aquella basada en incentivos, permite cambiar los patrones de consumo o de inyección de las instalaciones para aportar los servicios requeridos por el operador del sistema o los operadores de redes. Cuando la red enfrenta situaciones de estrés –como picos de demanda, caídas inesperadas en la generación renovable o eventos climáticos extremos–, la capacidad de reducir, desplazar o incluso aumentar el consumo de ciertos usuarios de forma controlada ayuda a evitar apagones, reducir la necesidad de activar centrales de respaldo costosas y disminuir las emisiones. Además, la flexibilidad de la demanda facilita la integración de energías renovables intermitentes como la solar y la eólica, al permitir que el consumo se adapte a su disponibilidad. Un ejemplo de ello son los mercados habilitados hoy en día para la demanda, como los mercados de balance, los mercados de restricciones técnicas (RRTT) y el servicio específico de gestión activa de la demanda (SRAD) operados por REE. A más, muy buen candidato a aportar a los futuros mercados de respuesta rápida de frecuencia (FFR) y los mercados locales.

Por otra parte, y consolidándose como una tendencia, las tecnologías anteriormente mencionadas habilitan la implementación de estrategias de resiliencia energética desde la perspectiva del “detrás del contador” (*behind-the-meter*). Esta resiliencia se define como la capacidad del usuario final o de su infraestructura energética para anticipar, absorber y recuperarse de eventos disruptivos en el suministro eléctrico —como interrupciones por fenómenos meteorológicos extremos, fallos en la red o ciberincidentes— sin comprometer la continuidad operativa.

Para ello, los sistemas modernos de gestión energética integran sensores distribuidos, telemetría avanzada y algoritmos de control embebidos que permiten:

- Monitorizar en tiempo real variables críticas (carga, temperatura, estado de baterías, nivel de combustible, etc.).
- Ejecutar lógicas de control autónomas para desconectar cargas no prioritarias o activar recursos de respaldo (baterías, otros sistemas de almacenamiento, grupos electrógenos, etc).
- Operar en modo isla (*islanding*) cuando la red principal no está disponible, garantizando el suministro local mediante microrredes o sistemas híbridos.

Este enfoque se apoya en arquitecturas distribuidas con capacidad de decisión local (controladores *edge*), interoperabilidad mediante protocolos abiertos (como Modbus, OPC UA, IEC 61850) y cumplimiento de marcos normativos.

Finalmente, además de mejorar la resiliencia operativa del usuario final, las tecnologías de gestión energética detrás del contador abren la puerta a una participación activa de la demanda en procesos críticos del sistema eléctrico, como el soporte a estrategias de *black start*. En un futuro próximo, se prevé que los recursos distribuidos gestionados localmente —como sistemas de almacenamiento, generación renovable, cargas controlables y microrredes— puedan coordinarse para asistir en la reenergización progresiva del sistema tras un apagón generalizado, como soporte a las redes de los DSO y TSO. Este enfoque, basado en una arquitectura distribuida y digitalizada, permite una recuperación escalonada desde la periferia del sistema (*bottom-up*), donde los usuarios finales no solo aseguran su continuidad operativa, sino que también contribuyen a la estabilidad y restauración del sistema eléctrico en su conjunto.

IV. MEDIDAS CONCRETAS Y GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA EN LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN

Considerando que la generación centra su modelo de gestión en los mercados eléctricos, mientras que la demanda está más centrada en sus procesos productivos y sus necesidades energéticas, es evidente que una mayor participación de la demanda en el mercado eléctrico, mediante la flexibilidad que puede aportar al sistema, representa un reto importante que es preciso abordar con determinación. Los servicios de balance están abiertos a la demanda, sin embargo, su participación aun es limitada y el principal motivo es económico.

Los productos de balance deberían permitir contratos de capacidad a largo plazo para aportar una señal en este sentido para la demanda, un buen ejemplo es el producto específico de balance SRAD.

Actualmente, en el sistema eléctrico español son servicios de balance las reservas para la contención de la frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés), las reservas automáticas (aFRR), las reservas manuales para la recuperación de la frecuencia (mFRR) y las reservas de sustitución (RR) que se corresponden con los actuales servicios de regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria, y reservas de sustitución, respectivamente.

IV.1 SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA

La regulación primaria del sistema eléctrico es un mecanismo automático que actúa en segundos para mantener la frecuencia del sistema eléctrico a 50 Hz en Europa. Cuando hay un desequilibrio entre generación y demanda se ajusta de forma instantánea la producción de determinadas centrales evitando así fallos en el suministro eléctrico o apagones (aumentándola o reduciéndola).

En la actualidad, el servicio de regulación primaria forma parte de los servicios de ajuste del sistema eléctrico, gestionados por Red Eléctrica de España (REE) como operador del sistema. Se encuentra regulado desde el año 1998 en el Procedimiento de Operación 7.1. El cual, entre otras cosas, prevé:

- La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido - bajo un mecanismo de mercado - que se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de la frecuencia.
- La regulación primaria de los grupos generadores debe poder variar su carga en un 1,5 por 100 de la potencia nominal. La variación de potencia debe realizarse en 15 segundos ante desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre 15 y 30 segundos para desvíos de entre 100 y 200 mHz.
- Las empresas declaran anualmente las características de los reguladores primarios y se verifica el cumplimiento de los requisitos mediante auditorias e inspecciones técnicas.
- En el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado para prestar el servicio, deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo.

En la práctica es un servicio que proveen los generadores tradicionales mediante sistemas de regulación y su retribución se encuentra incluida en las ofertas que realizan estos proveedores en otros mercados.

¿Por qué es necesario crear un mercado de regulación primaria?

- Al tratarse de un servicio de balance y de conformidad a la normativa europea, Reglamento (UE) 2017/2195 y Reglamento (UE) 2019/943, debe prestarse mediante mecanismos basados en mercados que sean transparentes y no discriminatorios en los que se fomente la competencia.

Desde la óptica de la transición energética, hay que tener en cuenta el cierre de centrales convencionales históricamente proveedoras de regulación primaria

(nuclear, ciclos), y que la mayor penetración renovable que actualmente no aporta inercia (solar y eólica).

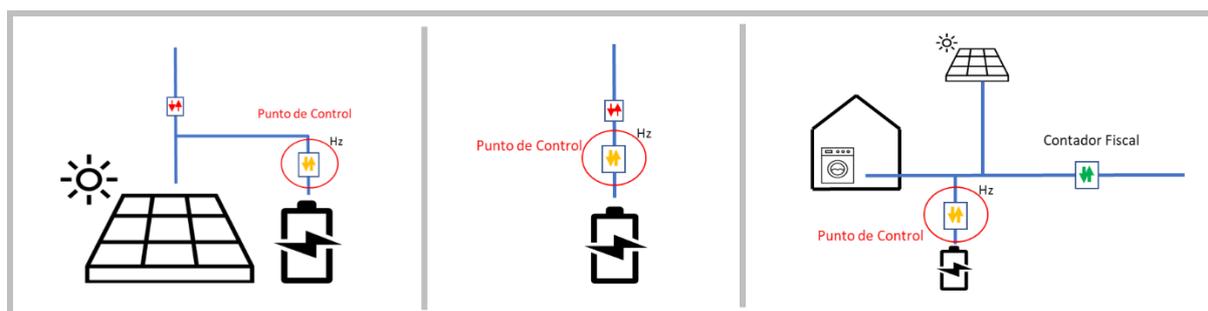
Propuesta de Servicio de Regulación Primaria (FCR) con participación de baterías y recursos distribuidos

La transición energética que se está llevando a cabo tiene implicaciones desde varias ópticas claramente diferenciadas:

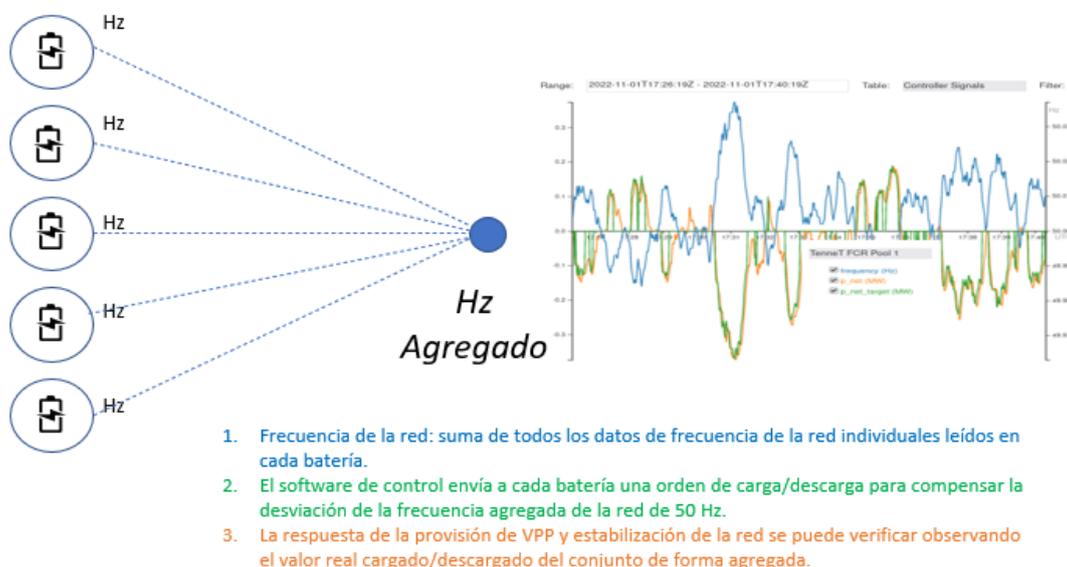
- Estamos descarbonizando el sistema eléctrico, cambiando la generación tradicional emisora de CO₂ a una estructura de generación renovable, que se caracteriza por su intermitencia, menor firmeza y dependencia de un recurso natural (viento y sol, principalmente) para poder suministrar energía.
- Pasamos de un sistema centralizado en el que mucha potencia se concentraba en puntos concretos de la red eléctrica, principalmente alta tensión, a un sistema distribuido en el que la generación renovable se ubica en cualquier punto de la red, independientemente de su nivel de tensión. Especialmente destacable el efecto del autoconsumo, cuyo objetivo a 2030 según el PNIEC es de 19 GW respecto a los 76 GW de tecnología solar.

Por los motivos expuestos, considerando el estado tecnológico actual y las experiencias en otros países europeos, EE. UU. y Australia, entendemos que es especialmente relevante el servicio de regulación primaria que pueden prestar la gestión de la demanda y los sistemas de almacenamiento de baterías tanto conectados directamente a la red de transporte o distribución, *stand alone* o híbridadas, como las ubicadas detrás de contador y asociadas a consumidores, independientemente de su potencia o punto de la red a la que se encuentren conectadas.

Asimismo, es preciso habilitar el “*submetering*” tanto en la provisión del servicio y su verificación por parte de los recursos energéticos distribuidos (DER) siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de comunicación establecidos por el operador del sistema, aunque no se encuentren ubicados en el punto de conexión con la red de distribución. A este punto de medida lo denominamos Punto de Control de la provisión del servicio.



En función de la potencia del sistema de almacenamiento o del recurso distribuido, la provisión del servicio podrá efectuarse de forma individual o agregada. El esquema propuesto es el siguiente:



1. Participantes

- Unidades de programación de generación.
- Unidades de programación de demanda.
- Unidades de programación de almacenamiento.
- Unidades de programación híbridas.

2. Requisitos

- Capacidad de respuesta automática y proporcional a la frecuencia.
- Comunicación y envío de datos en tiempo real correspondiente al *submetering* al operador del sistema de forma individual en recursos de potencia superior a 1MW o de forma agregada para potencias menores.
- Capacidad de activación completa en 30 segundos.

3. Horarios y Tipología de Ofertas

- Las ofertas se presentan diariamente con un día de antelación para cada periodo de 15 minutos.
- Tamaño mínimo de oferta 0,1 MW, posibilidad de agregar ofertas de diferentes unidades de programación.
- Simétricas: Capacidad de subir y bajar potencia / Asimétricas: Solo subir o solo bajar.

4. Prestación del servicio

Los participantes y los sistemas de almacenamiento de forma individual o agregada, según corresponda, deberán activarse de forma inmediata y automática en función de la frecuencia registrada en el Punto de Control.

Debiendo poder variar su carga en un 1,5 por 100 de la potencia nominal. La variación de potencia debe realizarse en 15 segundos ante desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre 15 y 30 segundos para desvíos de entre 100 y 200 mHz.

5. Verificación de la Prestación del Servicio

Se realiza mediante el análisis de datos de medición de frecuencia y potencia activa registrados en el Punto de Control y remitidos al operador del sistema en tiempo real (de forma agregada o individual en función de la potencia).

6. Liquidación del Servicio

Su remuneración deberá realizarse por disponibilidad (capacidad ofrecida) €/MW. Además, podría incorporarse un pago por activación (energía efectivamente entregada) €/MWh.

*Exención del pago de peajes y cargos cuando se está prestando el servicio.

7. Penalizaciones

Estas deberán aplicarse por no disponibilidad o por incumplimiento de los tiempos de respuesta o magnitud lo que originaría la baja en la prestación del servicio por un periodo de 3 meses al tercer incumplimiento.

8. Calificación de recursos

El proceso de precalificación deberá ser ágil. Además, se propone una calificación automática de nuevos *assets* que no supongan un cambio de más del 20% de la unidad precalificada.

9. Debería existir un mecanismo de compensación que permita a los sistemas de almacenamiento distribuidos ubicados detrás de contador o a la gestión de la demanda deducir de su factura de electricidad los peajes y cargos del sistema eléctrico de igual forma que están exentos el bombeo o el almacenamiento conectado directamente a transporte y distribución. De lo contrario, el suministro de FCR podría encarecer sus facturas de electricidad o, al menos, hacer que el FCR de las baterías domésticas fuera más caro que el FCR de las baterías a gran escala sin ninguna justificación real, discriminando entre proveedores del servicio y limitando la competencia.

IV.2 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

La regulación secundaria, conocida como aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve*) es un servicio de balance gestionado por Red Eléctrica que tiene como objetivo corregir de forma automática y continua las desviaciones de frecuencia y los desvíos de

intercambio programados con otros sistemas. La activación de esta reserva se realiza de forma automática cada pocos segundos mediante una señal directa del operador del sistema a los proveedores habilitados, conocidos como BSPs (*Balancing Service Providers*), para que ajusten su producción o consumo en función de las necesidades del sistema.

Sin embargo, en España la **demanda no participa actualmente en el mercado de regulación secundaria**, principalmente por la existencia de **barreras regulatorias y técnicas**. La más relevante es el requisito mínimo de 100 MW de potencia agregada para constituirse como BSP, lo que limita enormemente el acceso de agregadores de demanda o consumidores individuales, que difícilmente pueden alcanzar ese umbral. Esto restringe la competencia y la diversidad de recursos disponibles para prestar este servicio.

Además, existe la obligación de reportar la medida en tiempo real al operador del sistema. Para la mayoría de los consumidores, esto supone un sobrecoste adicional, ya que por defecto no disponen de estos equipos, a diferencia de los generadores que sí los integran en sus instalaciones. Una solución para reducir esta barrera sería permitir el uso de sistemas de *submetering*, que muchas instalaciones ya tienen implementados para la gestión interna de su consumo, siempre que puedan garantizar la calidad y la trazabilidad de la medida exigida por el operador.

IV.3 SERVICIO DE REGULACIÓN TERCIARIA

La regulación terciaria, conocida como mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*), es uno de los servicios de balance gestionados por REE. Su objetivo es corregir desviaciones entre la generación y la demanda de energía eléctrica que no se hayan podido resolver mediante los mecanismos de regulación secundaria o primaria. Se activa de forma manual por el operador del sistema y permite ajustar la producción eléctrica o la demanda en horizontes de tiempo que van desde los minutos hasta media hora, contribuyendo así al mantenimiento del equilibrio en tiempo real del sistema eléctrico y a la seguridad de suministro.

Hoy en día, la demanda no participa activamente en el mercado de regulación terciaria, principalmente porque no puede competir en condiciones económicas con los generadores tradicionales. Esto se debe a que las ofertas de la demanda suelen ser menos competitivas, ya que los generadores cuentan con menores costes de oportunidad. Además, en la mayoría de los países europeos, por ejemplo, Portugal, Alemania, Francia, o Suecia, el servicio equivalente a la regulación terciaria incluye un pago por capacidad o por disponibilidad, lo que facilita la incorporación de recursos no convencionales como la demanda o el almacenamiento. En algunos países también se han implementado cupos de prestación diferenciados para los distintos tipos de unidades de programación, lo que garantizaría una representación equilibrada de

recursos en el mercado y permitiría aprovechar mejor el potencial de flexibilidad que la demanda puede aportar al sistema eléctrico.

Otra limitación importante para la participación de la demanda es la obligación de reportar la medida en tiempo real, correspondiente al punto frontera al operador del sistema, para que este pueda monitorizar la activación efectiva del servicio, tal y como se exige en secundaria. Esto implica la necesidad de instalar un sistema adicional de medida que cumpla con los requisitos del operador, lo que supone un coste extra para los consumidores. En cambio, los generadores ya disponen de este sistema por defecto, por lo que no representa un sobre coste para ellos. Una solución viable sería permitir que la demanda pueda reportar la medida en tiempo real a través de sistemas de *submetering*, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de comunicación establecidos por el operador del sistema, aunque no se encuentren ubicados en el punto de conexión con la red de distribución. Tal y como se explicaba en el servicio de primaria, a este punto de medida lo denominamos Punto de Control de la provisión del servicio. De esta forma, se reduce la barrera económica de acceso a este servicio de regulación.

IV.4 RESTRICCIONES TÉCNICAS

La participación de la demanda en RRTT es limitada por varios motivos. Por un lado, muchos grandes consumidores no se encuentran ubicados en zonas congestionadas del sistema eléctrico donde la integración de energías renovables es crítica, lo que reduce su valor para el sistema. Por otro lado, existen barreras económicas y operativas que dificultan su participación efectiva. Hoy, solo unidades con más de 1MW por CUPS pueden participar en RRTT, de manera que se limita a la flexibilidad de la demanda de gran tamaño y generación.

En la fase I de RRTT, el sistema suele requerir generación a subir. Si un consumidor reduce su consumo respecto al programa comprado en el mercado diario, no obtiene beneficio económico directo, ya que se le devuelve el programa al precio al que lo adquirió. Para que tenga sentido económico, la demanda podría participar incrementando el consumo (en lugar de reducirlo) aunque el sistema apenas tiene estas necesidades, a un precio inferior al del mercado diario. Sin embargo, esto es viable en ubicaciones concretas y con conexión directa a la red de transporte.

En la fase II, se remunera tanto a subir como a bajar. Puedes estar conectado a distribución y es requisito la habilitación previa.

V. EL PAPEL DE LOS DSO Y LA RETRIBUCIÓN DE LA FLEXIBILIDAD

La transformación de la red de distribución, avanzando en robustez, resiliencia e inteligencia, es una condición indispensable para alcanzar los objetivos de electrificación, descarbonización y competitividad industrial.

En España, es urgente acelerar dicha transformación, mejorando el aprovechamiento de la capacidad de la red, para dar cabida a las peticiones de conexión, muy por encima de la potencia hoy contratada, pero bajo una clara premisa de seguridad, considerando que las redes están operando en un entorno complejo, con alteraciones en los flujos de energía tradicionales, que reducen la capacidad nominal y dificultan la operación.

Parece evidente que se deben fomentar nuevos modelos de explotación de las redes, avanzando hacia el verdadero DSO, sin embargo, el clima de cambio e inversión sigue siendo incierto.

Es indispensable incorporar a los modelos de gestión y retributivo de la distribución en España elementos que promuevan la digitalización, la adopción de nuevos esquemas de explotación de la red, con nuevas actividades y responsabilidades, y la flexibilidad en el uso y gestión de la capacidad de las redes.

Este capítulo propone una serie de soluciones concretas, no exhaustivas, que entendemos que ayudarían a avanzar en esta dirección:

- **Fomentar las conexiones flexibles a la red**, para integrar la nueva demanda sin necesidad de ampliar necesaria e inmediatamente las infraestructuras eléctricas;
- **Introducir tarifas de red flexibles**, que permitan a los consumidores optimizar su uso de la red, así como el coste asociado;
- **Desarrollar y potenciar el uso de mercados locales de flexibilidad**, que permitan al distribuidor gestionar su red como un verdadero DSO en beneficio del consumidor y el sistema;
- **Reformar la remuneración de los gestores de redes de distribución** para primar los elementos de gestión e inversión que permiten la operación flexible de las redes, todo ello en un entorno equitativo y no discriminatorio.

La flexibilidad en las redes

Todos los consumidores, ya sean industriales o residenciales, deberían tener derecho a optar por un uso flexible de la red, adaptado a su patrón y necesidades de consumo, lo que les permitiría reducir los costes en su factura eléctrica, a la vez que se optimizaría el diseño y explotación de la red, adaptándola a las necesidades reales de la demanda.

Tal y como ha declarado la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), la función principal de las tarifas de la red eléctrica es enviar las señales de precios adecuadas para optimizar el uso de la red y mantener bajos los precios de la misma.

Proponemos varias opciones para permitir esta flexibilidad a los consumidores:

- **Las conexiones flexibles a la red** ofrecen a los consumidores o productores una alternativa cuando quieran optimizar su coste por uso de la red o la propia red no disponga de capacidad firme suficiente para nueva demanda. En estos casos, los consumidores o productores deberán aceptar una capacidad restringida, o incluso anulada, en determinados momentos y en función de las necesidades locales de la red.
- **Las tarifas de red flexibles** permiten a los consumidores contratar voluntariamente una combinación de capacidad de red fija para su demanda inflexible (a precio completo) y capacidad de red flexible para su demanda flexible (recarga de vehículos eléctricos, aire acondicionado o bombas de calor procesos industriales flexibles, por ejemplo) a una tarifa reducida. A cambio, el DSO podría reprogramar esa carga flexible en momentos de congestión local o riesgo de estabilidad en la red.
- **Los mercados locales de flexibilidad** proporcionan una capa adicional, ofreciendo a los consumidores la posibilidad de ofertar servicios de respuesta de la demanda a precios y horarios variables, en función de las necesidades expresadas por el DSO. Estos mercados permiten a los operadores de redes de distribución (DSO) activar la flexibilidad cuando tiene sentido desde el punto de vista técnico y económico, como alternativa a inversiones en infraestructura eléctrica.

Portugal ya está poniendo a prueba tanto los mercados locales de flexibilidad (proyecto FIRME) como las conexiones de redes flexibles (proyecto FlexC).

En España se está avanzando con un entorno de pruebas para los mercados de locales de flexibilidad (S2F), y contamos con un primer planteamiento regulatorio para las conexiones flexibles para conexiones superiores a 1kV (Circular 1/2024). Creemos que es el momento para que estos mecanismos se amplíen y escalen, través de las necesarias modificaciones regulatorias. Por ejemplo, las conexiones flexibles deberían permitirse y regularse para cualquier nivel de tensión, ofreciéndose con condiciones claras y transparentes, accesibles para cualquier consumidor.

Finalmente, para el funcionamiento de los mercados locales de flexibilidad es preciso que exista la oferta (agregadores, consumidores dispuestos con cargas flexibles), pero también, y, sobre todo, es necesario, por una parte, que los DSO dispongan de las herramientas digitales, las comunicaciones y los equipos que permitan la monitorización y actuación remota sobre la demanda, y por otra, que se desarrolle un

marco normativo seguro, claro, transparente y equitativo en términos de funcionamiento, responsabilidades y compensaciones económicas.

Así, la flexibilidad crea una nueva corriente de valor, que, a su vez, incentiva el desarrollo y la implantación de agentes indispensables para la transición energética, como consumidores flexibles, agregadores u operadores de almacenamiento eléctrico o electrotérmico, que pueden optar a compensaciones económicas a través de los servicios de flexibilidad a las redes de distribución, contribuyendo a la vez a su gestión más eficiente e inteligente.

La retribución de la flexibilidad para el DSO

Actualmente, la retribución de la distribución en España se fundamenta en dos ejes:

- Remuneración a la inversión (**CAPEX**), en función de la base de activos regulados multiplicada por un **WACC** (TRF); y
- Remuneración de los gastos operativos (estructura, operación, mantenimiento: **OPEX**), en función de unos estándares establecidos (que disminuyen anualmente por un factor de eficiencia), sin tener en cuenta los costes reales ni las nuevas funciones asociadas al DSO.

Este modelo aporta mayor seguridad financiera, y por tanto incentiva, las inversiones en infraestructuras eléctricas, con gran intensidad de capital, pero penaliza las inversiones en digitalización y las necesarias para una gestión diferente, inteligente y disruptiva de la red, que incrementan los costes de estructura y operación, fundamentalmente en las áreas de TIC (aplicaciones, hardware, ciberseguridad, comunicaciones, etc.) y de recursos humanos en los diferentes niveles y áreas organizativos, al requerirse perfiles diferentes, más formados, sofisticados y caros en la plantilla, para desempeñar las nuevas funciones y asumir las nuevas responsabilidades, manteniendo a la vez las actividades tradicionales.

El desajuste entre el esquema de retribución OPEX actual, basado en la operación tradicional de la red y en un concepto no aplicable de eficiencia operativa, y el necesario para atender las responsabilidades y funciones de un DSO, gestionando una Smart Grid, desincentiva económica y financieramente al actual distribuidor a efectuar las inversiones en digitalización, infraestructura TIC y de comunicaciones, así como los cambios empresariales que, en su conjunto, permitirían adoptar la flexibilidad en las redes. En estos momentos se debate en España la modificación del WACC del eje retributivo del CAPEX (TRF), la CNMC ha propuesto un WACC del 6,46%, lo que supone una mejora respecto del 5,58 % actual, pero que sigue estando por debajo del 7,5 % solicitado por las empresas. Con 35.000 millones de euros en activos regulados, esta diferencia asciende a 350 millones de euros anuales por cada punto porcentual.

Una solución eficaz sería permitir a los DSO obtener rendimientos adicionales, en función de la utilización de su red. Así, los DSO podrían ser recompensados cuando las horas medias de uso de la red superasen, por ejemplo, los niveles de referencia

industriales (con correcciones por tipo de zona, red y demanda). De esta manera, un mayor uso de la red, gracias a conexiones flexibles y los mercados de flexibilidad, acercaría a los DSO a su WACC objetivo.

Otro elemento por considerar, y en línea con la transparencia de la gestión flexible de la red, es la introducción de KPIs como podrían ser unos índices, por ejemplo, TIEPI y NIEPI *flex*, que, en base a la activación de flexibilidad permitiesen medir la eficacia y eficiencia de la flexibilidad como herramienta de gestión de congestiones en cada red de distribución.

En función de estos índices podría valorarse la necesidad de nuevas inversiones y la capacidad de cada red para esta gestión flexible. Asimismo, estos índices ayudarían a planificar la red, teniendo en cuenta la flexibilidad, optimizando las inversiones en infraestructuras eléctricas, digitalización y comunicaciones, basculando entre ellas según la situación y potencial detectado en cada zona de distribución.

VI. CIBERSEGURIDAD

La ciberseguridad se ha consolidado como un pilar esencial para la protección del sistema eléctrico español, especialmente en un contexto de creciente digitalización, descentralización y apertura del sistema eléctrico a nuevos agentes. La ciberseguridad adquiere una relevancia estratégica tanto en la prevención de incidencias como en la mitigación y recuperación frente a eventos disruptivos.

La Directiva (UE) 2022/2555 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de diciembre de 2022 relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión, por la que se modifican el Reglamento (UE) n.o 910/2014 y la Directiva (UE) 2018/1972 y por la que se deroga la Directiva (UE) 2016/1148 (Directiva SRI 2; en adelante “Directiva NIS2”) tiene por objeto alcanzar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión con el objetivo de mejorar el funcionamiento del mercado interior. A tal fin, prevé: **a)** obligaciones que requieren que los Estados miembros adopten estrategias nacionales de ciberseguridad y designen o establezcan autoridades competentes, autoridades de gestión de crisis de ciberseguridad, puntos de contacto únicos sobre ciberseguridad y equipos de respuesta a incidentes de seguridad informática; **b)** medidas para la gestión de riesgos de ciberseguridad y obligaciones de notificación para ciertas entidades; **c)** normas y obligaciones relativas al intercambio de información sobre ciberseguridad; y **d)** obligaciones de supervisión y ejecución para los Estados miembros.

Por su parte, el Real Decreto 311/2022, de 3 de mayo, por el que se regula el Esquema Nacional de Seguridad (ENS), el cual está constituido por los principios básicos y requisitos mínimos necesarios para una protección adecuada de la información tratada

y los servicios prestados por las entidades de su ámbito de aplicación, con objeto de asegurar el acceso, la confidencialidad, la integridad, la trazabilidad, la autenticidad, la disponibilidad y la conservación de los datos, la información y los servicios utilizados por medios electrónicos que gestionen en el ejercicio de sus competencias. También, se destaca la importancia de que los sujetos del sector eléctrico certifiquen sus sistemas de información conforme la norma ISO 27001, la cual define cómo crear, implementar, mantener y mejorar continuamente un Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI). El SGSI incluye políticas, procedimientos, controles y actividades para proteger la información.

Otro punto para mencionar es la importancia de que los servidores se encuentren ubicados en la UE, garantizando el control y gestión exclusiva de los datos. De esta manera, se asegura el cumplimiento normativo en materia de protección de datos, se refuerza la soberanía digital, minimiza riesgos de ciberseguridad y se fortalece la confianza de las partes interesadas al asegurar que el control y tratamiento de la información crítica se realiza bajo jurisdicción europea.

En este contexto, la ciberseguridad no puede entenderse como un componente aislado, sino como una dimensión estratégica de la resiliencia del sistema eléctrico, que debe integrarse transversalmente en el diseño y operación de las redes, plataformas digitales y sistemas de intercambio de dato.

AUTORES DEL INFORME 'EL ROL DE LA FLEXIBILIDAD EN LA FIRMEZA Y RESILIENCIA DEL SISTEMA'

Este informe ha sido elaborado por los miembros de la Comisión Informe sobre Flexibilidad en la firmeza del sistema de ENTRA compuesto por:

María José García Cuevas, Agrienergía Eléctrica

Cristina Corchero, Bamboo Energy

Gorka Martí, Sonnen Spain

Anna Casas, Octopus Energy

Aleix Señís, Schneider Electric

Carolina Vereda, Endesa

Víctor Pérez, Plexigrid

Dirección Ejecutiva: olivoENERGY

SOBRE ENTRA AGREGACIÓN Y FLEXIBILIDAD

ENTRA Agregación y Flexibilidad se funda en el año 2018 y es la asociación española para la agregación y flexibilidad. Uno de sus principales objetivos es hacer posible un sistema eléctrico en el que la demanda tenga un papel más activo, trabajando para que la agregación de energía en España disponga de un marco regulatorio que haga posible la gestión eficiente de la flexibilidad y en el que la demanda pueda participar en el mercado energético.

ENTRA Agregación y Flexibilidad reúne a los más importantes e innovadores agentes y empresas de servicios energéticos y tecnologías basadas en el mercado y sus modelos de estructura de red sostenible.