

FLEXIBILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

GRUPO DE TRABAJO
SOBRE FLEXIBILIDAD

FUTURED - PLATAFORMA
ESPAÑOLA DE REDES
ELÉCTRICAS

31/03/2021



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE CIENCIA
E INNOVACIÓN



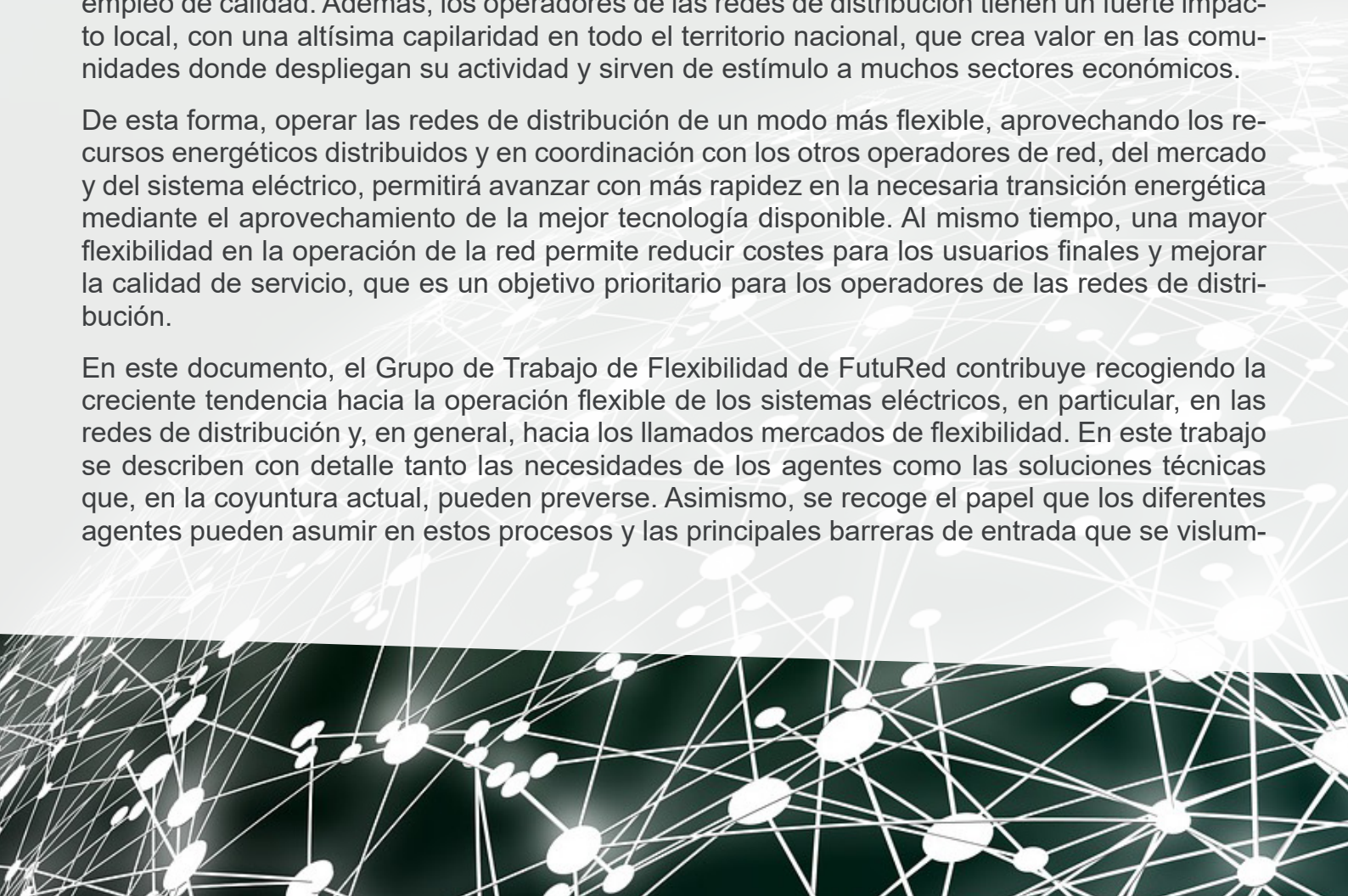
La transformación de las redes de distribución es un proceso en marcha que conlleva importantes beneficios para la sociedad. Es una evolución que nace, al mismo tiempo, del reto global de descarbonización del modelo energético actual y de la necesidad de cambio tecnológico para adaptar las redes al nuevo contexto medioambiental, socioeconómico e industrial en que vivimos.

El creciente grado de electrificación de las sociedades modernas, unido a una fuerte penetración de generación renovable distribuida y al desarrollo de nuevas formas de movilidad eléctrica, hacen de la modernización de las redes de distribución una prioridad estratégica. En este sentido, el despliegue de las redes de distribución inteligentes y el desarrollo del nuevo rol de sus operadores permitirán el desarrollo de nuevas economías de servicios para los consumidores y, en general, para todos los usuarios del sistema eléctrico. Tendremos nuevos modelos de negocio que posicionarán al cliente en el centro, dotándolos de nuevas herramientas para gestionar su consumo de energía, por ejemplo. Por consiguiente, este tejido puede atraer a nuevas empresas capaces de proveer nuevos servicios energéticos, como es la gestión inteligente de la recarga de vehículos eléctricos y la gestión activa de las instalaciones de demanda, materializando un profundo cambio de paradigma.

La digitalización es una palanca fundamental para hacer de las redes unas infraestructuras más resilientes, fiables y flexibles que contribuyan al crecimiento de la economía y a la creación de empleo de calidad. Además, los operadores de las redes de distribución tienen un fuerte impacto local, con una altísima capilaridad en todo el territorio nacional, que crea valor en las comunidades donde despliegan su actividad y sirven de estímulo a muchos sectores económicos.

De esta forma, operar las redes de distribución de un modo más flexible, aprovechando los recursos energéticos distribuidos y en coordinación con los otros operadores de red, del mercado y del sistema eléctrico, permitirá avanzar con más rapidez en la necesaria transición energética mediante el aprovechamiento de la mejor tecnología disponible. Al mismo tiempo, una mayor flexibilidad en la operación de la red permite reducir costes para los usuarios finales y mejorar la calidad de servicio, que es un objetivo prioritario para los operadores de las redes de distribución.

En este documento, el Grupo de Trabajo de Flexibilidad de FutuRed contribuye recogiendo la creciente tendencia hacia la operación flexible de los sistemas eléctricos, en particular, en las redes de distribución y, en general, hacia los llamados mercados de flexibilidad. En este trabajo se describen con detalle tanto las necesidades de los agentes como las soluciones técnicas que, en la coyuntura actual, pueden preverse. Asimismo, se recoge el papel que los diferentes agentes pueden asumir en estos procesos y las principales barreras de entrada que se vislum-



bran. Como en todo documento de este tipo, se concluye con una serie de recomendaciones regulatorias que facilitarían la implantación de la flexibilidad tal como ha sido descrita.

Este documento pretende ser el germen para la definición de los comúnmente denominados sandboxes regulatorios, como herramientas para empezar a probar a escala real nuevos modelos de operación y gestión de las redes de distribución y los nuevos mercados que se desarrollarían sobre ellas.

El trabajo aquí presentado es fruto de la colaboración de un grupo de trabajo amplio y multidisciplinar, en donde estamos presentes los principales operadores de las redes de distribución en España, así como organismos de investigación y universidades, fabricantes, consultoras, asociaciones de referencia del sector energético y entidades representativas de la administración pública. Desde aquí quiero agradecerles su esfuerzo, sus aportaciones a este documento y su fructífera participación en este grupo de trabajo.



José Manuel Revuelta

**Director General de Infraestructuras
y Redes en Endesa**

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of a large loop and several strokes, positioned below the printed name.

CONTENIDO

<i>Participantes</i>	5
<i>Abreviaciones</i>	7
<i>1. Introducción</i>	10
<i>2. Definición de servicios de flexibilidad</i>	20
<i>3. Soluciones técnicas de flexibilidad</i>	25
<i>4. Mecanismos de adquisición de flexibilidad</i>	43
<i>5. Marco normativo y regulatorio</i>	53
<i>6. Conclusiones y principales recomendaciones</i>	57
<i>Anexo 1: Servicios de flexibilidad en Reino Unido</i>	61
<i>Anexo 2: Mapa tecnológico de flexibilidad</i>	62
<i>Anexo 3: Mapa normativo para la flexibilidad</i>	66
<i>Anexo 4: Mapa demostrativo</i>	68

PARTICIPANTES

GRUPO DE REDACCIÓN

José Pablo Chaves	Universidad Pontificia Comillas
Daniel Davi	e-distribución
Eva Faure	e-distribución
Pablo A. Simón	e-distribución
Pedro González	AELEC
Fernando García	UFD
F. Javier Leiva	e-distribución
Jesús Varela	i-DE
F. David Martin	i-DE
Juncal González	Viesgo
Javier Merediz	Viesgo
Jose Luis Varea	Viesgo
Tomás Gómez	Universidad Pontificia Comillas
Mauricio Correa	Universidad Pontificia Comillas
Enrique Morgades	Fundación CIRCE
Mariano Gaudó	UFD

COLABORADORES

José Julio Ares	APYDE
Roberto Villafafila	CITCEA-Universitat Politècnica de Catalunya
Santiago Cascante	e-distribución
Lourdes García	e-distribución
Miguel Pardo	e-distribución
Jacob Rodríguez	e-distribución
Eduardo Carlos Bornstein	EVERIS
Noemí Galán	Fundación CIRCE
Jesús Muñoz	Fundación CIRCE
David Rivas	Fundación CIRCE
Javier Fernández	I-DE
Santiago Gallego	I-DE
Miquel Escoto	Instituto Tecnológico de la Energía
Cristina Corchero	IREC
Sergio Muñoz	OMIE
Joseba Jimeno	Tecnalia
Carlos Madina	Tecnalia
Maidier Santos	Tecnalia
Alfredo Rivela	TurningTables (Grupo Cuerva)
Manuel Delgado	UFD
Santiago Falcón	UFD
Francisco Fernández-Peiteado	UFD
Juan Ramón Guijarro Abelardo	UFD
Reinoso	UFD
José Luis García Campuzano	Viesgo
Álvaro Díaz	Zigor
Miguel Ángel Pérez	Zigor

ABREVIACIONES

AT	Alta Tensión
BRP	Responsable del balance
BT	Baja Tensión
CEER	Consejo de Reguladores Europeos de la Energía
CT	Centro de Transformación
DE	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
DER	Recursos energéticos distribuidos (<i>Distributed Energy Resources</i>)
DNR	Reconfiguración de la Red de Distribución (<i>Distributed Network Reconfiguration</i>)
DSO	Gestor de la Red de Distribución (<i>Distribution System Operator</i>)
FPL	<i>Flexible Power Link</i>
FSP	Proveedor de Flexibilidad (<i>Flexibility Service Provider</i>)
ISGAN	The International Smart Grid Action Network
MT	Media Tensión
OM	Operador del Mercado
OLTC	Cambiador de tomas en carga (<i>On Load Tap Changer</i>)
PCS	Inversores-rectificadores (<i>Power Converter System</i>)
PHFC	Programa Horario Final definitivo del Operador del Sistema
REE	Red Eléctrica de España
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TSO (OS)	Operador del sistema y de la red del transporte (<i>Transmission System Operator</i>). REE en España.
UE	Unión Europea
USR	Usuarios Significativos de Red
VE	Vehículo Eléctrico

RESUMEN

Este estudio presenta las conclusiones obtenidas por el grupo de trabajo de **FutuRed** específico sobre el impacto de la flexibilidad en redes de distribución. El objetivo de este es analizar el estado actual de la flexibilidad en España en estas redes, atendiendo tanto a la especificación de servicios de flexibilidad y a su implementación técnica, como a los mecanismos de mercados para su adquisición, así como el papel que desarrollarán los distribuidores de energía eléctrica (DSOs).

La transición energética se ve impulsada por políticas energéticas, tanto a nivel europeo como nacional, que promueven la reducción de gases invernadero, la penetración de energías renovables, una mayor electrificación de la demanda de energía y la mejora en eficiencia energética, así como una mayor participación de los consumidores en el sistema eléctrico. Esta nueva coyuntura nos conduce a una mayor complejidad en la operación de la red, lo que originará un nuevo rol del distribuidor como gestor activo de la red, que amparará la continuidad y la seguridad del servicio eléctrico, a la vez que realizará la correcta supervisión y operación de esta red de distribución, como agente neutral en coordinación con el resto de agentes del sistema.

El concepto de flexibilidad toma fuerza con la transición energética, en este nuevo escenario que el sistema eléctrico espera, y está siendo ya una realidad, gracias a una alta penetración de energías renovables y de recursos energéticos distribuidos conectados a las redes de distribución, derivado de la descarbonización de los sistemas eléctricos.

En este escenario, si se limita la gestión de los DSOs a las posibilidades que le permite el marco regulatorio actual, se restringen las posibilidades de éstos a una gestión pasiva de la red y, por tanto, serían necesarios fuertes incrementos de inversión en nuevos activos de red y refuerzos de las redes existentes para mantener la fiabilidad y calidad del servicio, tal como se dispone actualmente. Sólo si se implementan los mecanismos de flexibilidad, otorgando a los DSOs nuevas funciones que le permitan realizar una gestión activa de la red, se podría integrar toda esa generación distribuida renovable en las redes de distribución, sin perjudicar la fiabilidad y calidad del servicio.

De este nuevo escenario se deriva la aplicación de mecanismos de flexibilidad que conseguirán un mayor grado de implicación de la demanda, así como una integración segura y eficiente de los recursos renovables, gracias a que los DSOs serán capaces de monitorizar en mayor medida sus redes a todos los niveles de tensión, y podrán operar de forma proactiva actuando como facilitadores del mercado. Esto implicará tener que evolucionar los sistemas actuales de estos operadores y los mecanismos de comunicación e intercambio de información, mejorados gracias a la digitalización, entre todos los agentes que opten por participar de manera activa en el mercado eléctrico.

Con estas condiciones de contorno, las autoridades regulatorias tienen un papel clave en promover que se lleven a cabo las inversiones en redes necesarias para transformar los sistemas de distribución de energía en sistemas inteligentes, además de habilitar nuevas funciones y crear un esquema de incentivos eficiente para que los DSOs puedan llevar a cabo esta gestión activa del sistema.

Se sugiere al reciente análisis realizado por Deloitte sobre el esfuerzo inversor que debería realizarse en el ámbito europeo para dar respuesta a todos estos retos¹.

¹<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ch/Documents/energy-resources/deloitte-ch-en-eurelectric-connecting-the-dots-study.pdf>

Para disponer de un marco completo de referencia, el presente documento expone en primer lugar la creciente necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos, el rol actual y futuro del DSO, y las características de las redes de distribución donde surgen las necesidades de flexibilidad.

En segundo lugar, se definen los servicios de flexibilidad que se podrían requerir en un futuro, las soluciones técnicas que hacen posible su implementación, los posibles mecanismos para llevar a cabo esos servicios y los posibles modelos de coordinación de los mercados.

En tercer lugar, se lleva a cabo un análisis regulatorio de la normativa que impulsa la flexibilidad y se presentan propuestas para un futuro desarrollo enmarcado en el corto plazo.

Finalmente, el apartado de conclusiones identifica las principales características técnicas a considerar para la definición de una solución de flexibilidad. Se describen, asimismo, una serie de recomendaciones sobre la potencial aplicación de los mecanismos de flexibilidad en el diseño y la operación de las redes de distribución eléctrica.

1. Introducción: la creciente necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos y en particular en las redes de distribución

FutuRed



1.1. La flexibilidad en los sistemas eléctricos

Flexibilidad es un concepto inherente a los sistemas eléctricos. *The International Smart Grid Action Network (ISGAN)*², después de revisar múltiples definiciones en la literatura, define flexibilidad como la “*habilidad de los sistemas eléctricos para gestionar cambios*”.

Tradicionalmente, la flexibilidad ha sido provista principalmente por la generación térmica flexible y las centrales hidráulicas, ya que la generación tradicionalmente ha sido la encargada de acomodar su producción a la demanda, considerada también tradicionalmente rígida y, más bien, precio-aceptante, con el fin de que se mantuvieran constantes las dos características básicas del producto eléctrico: frecuencia y tensión. Sin embargo, el sistema eléctrico está evolucionando hacia un cambio de paradigma con una alta penetración de generación renovable intermitente (solar y eólica) conectada a redes de transporte y distribución, y una creciente electrificación del transporte, la climatización y los consumos industriales.

Este nuevo escenario requiere nuevos mecanismos de flexibilidad que, como consecuencia, habrán de implicar a la demanda, para ello el DSO deberá ser dotado de funciones que le permitan la gestión activa de la red en la regulación. Potencialmente, esto redundará en menores costes energéticos para los consumidores, menores emisiones debido a una mayor capacidad de integración de generación renovable que desplace a la de origen térmico y mejores niveles de calidad y seguridad de suministro.

Estos mecanismos se entienden como aquellos dirigidos a cubrir necesidades del sistema eléctrico, entre otros, pueden ser los enfocados al control de tensiones, solución de congestiones, servicios de balance, operación en

isla controlada, restauración del servicio, etc. como veremos con detalle con posterioridad.

A su vez, para poder facilitar la participación plena en el mercado de los consumidores en igualdad de condiciones que el resto de los agentes, tal y como indica la DE³, se debe priorizar que dichos mecanismos se gestionen mediante reglas de mercado.

Para que exista un mercado es necesaria la presencia de compradores de servicios de flexibilidad (DSOs/TSO) y ofertantes de servicios que estén dispuestos a ofrecer su flexibilidad a cambio de una compensación económica (clientes finales, generadores, agregadores y, en general, proveedores de flexibilidad - FSPs, por sus siglas en inglés).



² ISGAN es una organización internacional creada en 2011 bajo la organización de la Agencia Internacional de la Energía. En 2020 estaba formada por 26 países miembros, incluyendo la Comisión Europea. Una de sus tareas es proveer definiciones para el uso internacional en el área de las redes eléctricas. La definición del concepto de flexibilidad en los sistemas eléctricos formó parte de una de sus actividades, la descripción detallada de esta actividad se encuentra en <https://www.iea-isgan.org/flexibility-in-future-power-systems/>

³ “Customers need to be enabled to fully participate in the market on equal footing with other market participants” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L:2019:158:TOC>



Una de las particularidades principales de los mercados de flexibilidad es que los demandantes son sujetos que no operan en un entorno de mercado (TSO/DSO), mientras que los ofertantes son sujetos que sí que operan en un entorno de mercado. Debido a las diferentes características e incentivos de los demandantes y ofertantes de estos mercados, es esencial una regulación que establezca de manera clara y transparente las funcionalidades y roles de todos los participantes. En consecuencia, es fundamental definir un marco en el que se recojan los incentivos que tienen los distintos agentes de manera adecuada para garantizar un desarrollo eficiente en la prestación de los servicios de flexibilidad.

Este informe se centra en la flexibilidad que podrían adquirir en un futuro en España los DSOs⁴ (que formarían la demanda del mercado de flexibilidad que se diseñe) proporcionada por sujetos conectados a sus redes y que operan en un contexto de libre competencia (que formarían la oferta del mercado de flexibilidad mencionado anteriormente).

La implementación de estos mercados está condicionada por el régimen retributivo establecido en cada país para las actividades de red. En consecuencia, su velocidad de implantación puede ser diferente en los países de la UE. En este contexto, los FSPs de menor tamaño pueden requerir la figura de un agregador de flexibilidad de varios recursos para ofertarla de forma agregada y proveer distintos servicios. Estos FSPs de menor tamaño competirán en los mercados de flexibilidad con FSPs de mayor tamaño, cuya participación puede ser directa sin un agregador, mediante representantes de demanda (industrial), generación (convencional o renovable) o almacenamiento (a gran escala como bombeos o baterías). Los compradores de flexibilidad pueden ser los

DSOs y los TSOs. Este documento se centra en los servicios de flexibilidad que pudieran utilizar los DSOs para resolver las restricciones técnicas en sus redes: gestión de congestiones, control de tensiones, operación en isla y reposición del servicio (black start).

1.2. Roles actuales y futuros de los DSOs

La adquisición de flexibilidad por parte de los gestores de la red de distribución requiere que esta evolucione desde su actual funcionamiento y marco normativo. En este sentido, es importante comprender la situación de partida, así como la regulación europea sobre la adquisición y gestión de flexibilidad.

Los DSOs tienen establecidas reglamentariamente, entre otras, las siguientes funciones (Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/2013):

- Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.
- Determinar, en el ejercicio de la función del DSO, los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental que les sea aplicable.

Estas funciones se traducen en la necesidad de mantener parámetros básicos de funcionamiento del sistema eléctrico: la frecuencia —de la que se encarga el TSO— y la tensión.

⁴ En países europeos como Reino Unido, Holanda o Alemania esto ya es una realidad y la compra de flexibilidad por parte de los DSOs ya se hace realiza comercialmente. Véase <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178720300126#fig1>



Según indica la Ley 24/2013, la calidad del suministro eléctrico es el conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, exigibles al suministro de electricidad de las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico. En lo relativo a las características técnicas, la calidad del servicio se refiere a la continuidad, al número y duración de las interrupciones, así como a la calidad del producto (Real Decreto 1955/2000).

Es decir, el distribuidor debe garantizar la calidad en el intercambio de energía a todos los clientes conectados a su red. Por ello, tiene que monitorizar, de forma permanente varios parámetros eléctricos:

1. **Tensión:** para garantizar que los activos eléctricos funcionan siempre dentro sus parámetros de diseño y asegurar unos niveles de calidad de suministro.
2. **Potencia activa y reactiva:** para garantizar que los flujos de ambas magnitudes se reparten de forma óptima y eficiente por su red. Ello permite mantener unos niveles de calidad de intercambio de energía y optimizar el nivel de pérdidas.

A partir de los datos anteriores se determina la calidad del suministro: para garantizar la continuidad del suministro y calidad de la onda de tensión (es decir perturbaciones).

Por lo tanto, todas las acciones del DSO a corto, medio y largo plazo están relacionadas con el control de estas magnitudes eléctricas. Tradicionalmente, los distribuidores han implementado medi-

das basadas en construir nuevos activos eléctricos (previamente planificados) y en mejorar sus sistemas informáticos de soporte a la operación y mantenimiento de su red (SCADA). Sin embargo, la operación de esta red es cada día más compleja y los distribuidores necesitan herramientas adicionales para mantener las magnitudes eléctricas en sus valores esperados. En este contexto, algunos desarrollos tecnológicos asociados a la provisión de flexibilidad por parte del consumo, generación y almacenamiento pueden jugar un papel fundamental y la operación de la red debería incorporar el uso de la flexibilidad por parte de estos recursos ajenos al DSO.

En la actualidad, los criterios de diseño y operación de la red de distribución se están desarrollando para considerar la normativa europea:

- **Códigos de Red de Conexión:** El Real Decreto 647/2020 y la Orden Ministerial TED/749/2020 desarrolla la implementación nacional de los siguientes reglamentos europeos:
 - Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores. Esta normativa define las capacidades técnicas que





deberán cumplir los generadores que se conecten a la red de transporte y distribución: tensión, frecuencia, controlabilidad, etc.

- Reglamento (UE) 2016/ 1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda. Esta normativa define las capacidades técnicas que deberán cumplir las redes de distribución, grandes instalaciones de demanda y las unidades de demanda que presten servicios de respuesta de demanda a servicios para TSOs.
- Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión de 26 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.
- Códigos de Red de Operación (su implementación nacional está pendiente de aprobación):
 - Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Esta normativa desarrolla la coordinación TSO-DSO para el intercambio de información estructural, programada y en tiempo real entre ellos y con los Usuarios Significativos de Red (USR), así como la coordinación TSO-DSO para la habilitación y activaciones de FSPs conectados a la red de distribución que presten servicios de respuesta de la demanda.
 - Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del

servicio. Esta normativa desarrolla los procedimientos para salvaguardar la seguridad de la operación, impedir la propagación o el deterioro de un incidente a fin de evitar una perturbación generalizada y el estado de apagón, así como a fin de permitir la reposición rápida y eficaz del sistema eléctrico después de un estado de emergencia o apagón.

- Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 requiere en su Artículo 13 que los DSOs informen una vez al año sobre: “el nivel de desarrollo y eficacia de los mecanismos de redespacho basados en el mercado para instalaciones de generación de electricidad, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda”
- Directiva Europea (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 define en su Artículo 32 una serie de orientaciones acerca de los “Incentivos para el uso de la flexibilidad en las redes de distribución” siendo algunos de los puntos más relevantes cuando define que “El desarrollo de una red de distribución se basará en un plan de desarrollo de la red transparente que el gestor de la red de distribución publicará al menos cada dos años y presentará a la autoridad reguladora. El plan de desarrollo de la red aportará transparencia respecto de los servicios de flexibilidad que se necesitan a medio y largo plazo”.

Dada la necesidad de mantener la red de distribución en condiciones de seguridad, los DSOs disponen de escasas herramientas dentro de la regulación vigente:

- Autorizar el acceso a la red a un tercero (consumidor o generador) o condicionarlo a la construcción de un refuerzo de red financiada por el tercero.



- Solicitar la instalación de equipos de protección (teledisparos) para desconectar el interruptor de acoplamiento de un generador, ante determinadas contingencias sobreenvenidas en la red de distribución.
- Instalar equipos de maniobra telecontrolados para reconfigurar la topología de la red.
- Solicitar la implementación de restricciones técnicas para limitar la producción de determinadas unidades de generación. La regulación vigente solo habilita la implementación de dichas restricciones técnicas al Operador del Sistema (OS). En consecuencia, los DSOs deben solicitarlo al OS, lo que redundará en un proceso poco ágil y complejo de gestionar.
- En última instancia, desconectar temporalmente generadores y/o consumidores.

En esta sección se describen las herramientas que tienen los DSOs para mantener la red en determinadas condiciones de seguridad.

a) Medio y largo plazo (estructural): diseño de la red

El objetivo del diseño de la red es identificar las necesidades de desarrollo de nuevas infraestructuras eléctricas en el medio y largo plazo para garantizar el suministro eléctrico y las condiciones de seguridad de la red que incluyen:

- unos niveles de utilización por debajo del límite máximo del elemento,
- unos niveles de tensión dentro la normativa vigente, y
- unos niveles de fiabilidad (N-1⁵ y N-2) determinados.

Los estudios de planificación de la red se realizan por diferentes motivos, entre ellos:

- Solicitud de conexión de un nuevo agente –consumidor o generador- a la red.
- Crecimiento vegetativo y, en algunos casos, singular de la demanda.
- Futura conexión de un DER en una determinada zona.
- Contingencias previsibles y duraderas en las redes de transporte o distribución.
- Construcción de nuevos activos en la red de transporte.
- Retirada de activos de la red de distribución.
- A requerimiento de la propia administración y/o autoridad regulatoria para cumplir determinados requisitos de seguridad en la red distribución⁶.
- Planes de mejora de la calidad de intercambio de energía.
- Planes de mejora de pérdidas en la red.

En esta etapa también pueden identificarse posibles reconfiguraciones de red, como solución complementaria a la construcción de nuevos activos eléctricos.

En un futuro, el diseño de la red debe de incorporar la contratación de servicios de flexibilidad como herramienta complementaria o alternativa a la construcción de nuevos activos eléctricos. Precisamente, la conexión de un mayor número de instalaciones renovables, así como el despliegue del vehículo eléctrico requerirán un rol más activo del DSO sobre los agentes conectados a la red.

⁵ Se entiende por criterio N-1 a un estándar aplicable a las actividades de planificación y operación de los sistemas eléctricos, de manera que éstos puedan enfrentar la falla de alguno de sus componentes, sin que dicha falla genere una caída general del sistema, o provoque una operación de las instalaciones por sobre sus capacidades permitidas.

⁶ A modo de ejemplo, en algunas comunidades autónomas se aprobaron normativas específicas sobre garantía y calidad de intercambio de energía con un nivel de exigencia superior a la normativa de ámbito Estatal.



b) Corto plazo y tiempo real (coyuntural): operación de la red

El objetivo de la operación de la red es garantizar el suministro eléctrico y las condiciones de seguridad de la red, así como resolver aquellas contingencias imprevistas (incidencias, averías), trabajos programados, etc. Se desarrolla en un horizonte temporal muy cercano al tiempo real.

A diferencia del diseño de la red, existen menos herramientas, todas ellas complementarias:

- Actuación sobre dispositivos de maniobra de la red para reconfigurar la red: dispositivos de maniobra en subestaciones y centros de transformación, baterías de condensadores en subestación, cambiadores de tomas en carga de transformadores, etc.
- Posible actuación sobre dispositivos de maniobra de terceros (una vez se llegue a acuerdos para la adquisición de flexibilidad): baterías de condensadores de plantas industriales, etc.
- Instalación equipos de emergencia de distribución móviles (subestaciones, red provisional, grupos electrógenos, etc.).
- Petición de interrupción de clientes interrumpibles o generadores (restricciones técnicas) a través del TSO.

En un futuro, el DSO también podrá contratar la flexibilidad sobre los agentes conectados a su red y con capacidad para prestar servicios de flexibilidad para mantener unas condiciones de seguridad.

1.3. Características de las redes donde surgen las necesidades

La configuración y explotación radial de la red de distribución, junto con consumidores cuyos perfiles de consumo son fijos ha limitado el desarrollo de los mecanismos de flexibilidad como alternativa a nuevas inversiones en activos de red.

Tradicionalmente, la red de distribución ha sido explotada con base en una configuración que combina la red operada en forma mallada con una operación de forma radial. En la explotación mallada, los tramos de red tienen, al menos, dos puntos de alimentación simultáneos, mientras que en la red radial sólo uno. Adicionalmente, los consumidores en su práctica totalidad presentan patrones de consumo rígidos, es decir, escasamente variables con el precio. Es por ello por lo que la utilización de mecanismos de flexibilidad ha sido muy limitada y la solución a los problemas de crecimiento de la demanda que pueden ocasionar restricciones de red y problemas de tensión ha estado basada en el desarrollo de nuevos activos eléctricos que incrementen la capacidad de estas. La tecnología, la implementación de las redes inteligentes y una mayor participación de los agentes permiten ahora contemplar para ciertos casos soluciones de flexibilidad.

La forma en que se operan las redes depende básicamente del nivel de tensión y características particulares de las mismas. Por lo tanto, las necesidades y los criterios de diseño de la red son particulares para cada empresa porque no ha existido una directriz de rango nacional. Una clasificación de las redes según los niveles de tensión y tipo de operación se utiliza a continuación para considerar las diferentes formas de funcionamiento y sus necesidades para satisfacer potencialmente con soluciones de flexibilidad.



1.3.1. Baja tensión

En sistemas de distribución, las redes de baja tensión por su capilaridad representan el mayor porcentaje de los kilómetros de red disponible. Sin embargo, suele ser la red con menor nivel de monitorización debido a la menor criticidad individual de los activos. Dispone de un reglamento propio (Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión) que define sus condiciones de seguridad y es la parte de la red eléctrica más cercana al consumidor. Por lo tanto, es sin duda un entorno muy diferente del resto de los niveles.

Las soluciones de planificación de la red de BT son las que más se ajustan al modelo “*Fit and Forget*” aunque la gestión activa de la red de BT va ganando protagonismo a medida que avanza la automatización en la red BT gracias al despliegue prácticamente total de los contadores inteligentes y una implantación cada vez mayor una configuración inteligente de dicha red.

Como resumen, la BT se caracteriza por:

- Baja visibilidad de las redes por parte de los distribuidores, aunque esta circunstancia está evolucionando.

- Desarrollo y explotación radial, lo que dificulta su posible realimentación.
- Soluciones de inversión muy estandarizadas de coste bajo en términos absolutos, pero alto en términos relativos.
- Soluciones de restitución de suministro para situaciones críticas transitorias (grupos electrógenos).

1.3.2. Red de media tensión con explotación radial

La explotación radial de la red se da en aquellas redes con un único punto de alimentación en cada instante, pudiendo este ser cambiante. En consecuencia, el fallo de cualquier elemento provoca la desenergización de una parte de la red, de toda la red que se alimenta del elemento que ha fallado.

Es importante diferenciar el tipo de explotación de la red de la configuración en sí misma. Las configuraciones malladas permiten la alimentación de la red desde diferentes fuentes dado que existen varias alternativas. Pero si una configuración mallada sólo tiene un único punto de alimentación porque se deja normalmente abierto en alguno o algunos puntos de





maniobra, diremos que se explota de forma radial. Esta situación es común en las redes de media tensión, e incluso en algunas redes de mayor tensión: 66kV, 45kV o 30kV. Hay que tener en cuenta que la explotación radial de redes de configuración mallada no es una simple circunstancia eventual provocada por una operación de apertura, en el diseño de las redes es muy importante tener en cuenta qué tipo de explotación va a tener la red para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, las protecciones y la robustez de los activos.

En consecuencia, las redes de configuración mallada diseñadas para una explotación mallada permitirán mantener más de un punto de alimentación acoplado al mismo tiempo. Y por tanto una operación más segura que ante el fallo de algún elemento de la red puede evitar desenergizaciones de la red más allá del propio elemento que ha fallado.

Las redes normalmente explotadas de forma radial representan una gran parte de los sistemas de distribución. Especialmente de zonas rurales o donde la red aérea convive con el entorno urbano. Las tecnologías son similares a las redes de alta tensión, aunque su funcionamiento radial y su fuerte interacción con el medio ambiente la convierten en una característica particular de la red de distribución y a la que se dedica mucha atención y recursos, pues tiene una incidencia considerable en los índices de calidad de intercambio de energía.

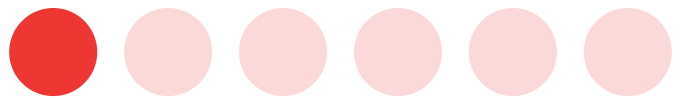
Estas redes presentan en nuestro país un nivel de automatización considerable que ha permitido mejoras de calidad de intercambio de energía muy representativos en las últimas décadas. Por tanto, la visibilidad en estas redes es bastante alta.

La red de explotación radial se caracteriza por:

- Sus incidencias tienen mayor impacto en la calidad de suministro y en general en el intercambio de los flujos de energía de los agentes.
- Algunas instalaciones pueden ser muy críticas.
- Alta visibilidad.
- Explotación radial y realimentaciones habituales y sencillas.
- Soluciones de inversión muy estandarizadas cada vez más difíciles de desarrollar por el impacto en el entorno.
- Soluciones de operación de bajo coste cuando existe infraestructura suficiente (realimentaciones) pero de alto coste cuando no la hay (subestaciones móviles, instalaciones provisionales, ...).

1.3.3. Red de media y alta tensión con explotación mallada

La operación de estas redes tiene más de un punto de alimentación. En consecuencia, el fallo de cualquier elemento no siempre provoca una desenergización de instalaciones alimentadas porque los flujos eléctricos siguen circulando por caminos alternativos. A diferencia de las redes con operación radial, las redes con operación mallada tienen una mayor fiabilidad ante el fallo de cualquier elemento. Esta explotación es propia de las redes de mayor tensión.



En este punto es importante decir que pueden existir redes de menor tensión normalmente explotadas de forma mallada, aunque no sea común, e incluso el caso de redes que normalmente se explotan de forma radial y que eventualmente se encuentran en explotación mallada. El criterio de cada compañía condiciona estas situaciones eventuales o excepcionales.

Los requisitos de funcionamiento de la red mallada son muy similares a los de las redes de transporte. En España existe una red muy robusta de 110 y 132kV que cumple con esta descripción. Son instalaciones muy críticas por la importancia de los flujos energéticos que soportan, de gran tamaño e impacto que cubren la necesidad de la demanda y de la generación de varios cientos de MW. Debido a ello, estas redes exigen una alta monitorización. En ocasiones incorporan sistemas de vigilancia térmica dinámica para permitir un mejor aprovechamiento de su capacidad (ver sección 3.1.2).

Adicionalmente, por sus características constructivas, estas redes tienen un ratio R/X mucho menor que el resto de la red de distribución de menor tensión, dado que la impedancia varía de forma directamente proporcional con la tensión. Como consecuencia, los parámetros de línea de carácter inductivo representan un mayor peso que los resistivos en la impedancia de la línea, por lo que el efecto de los primeros sobre las tensiones resultantes en los extremos es mayor y como consecuencia de ello, la gestión de las tensiones mediante la gestión de los flujos de energía reactiva es mucho más efectiva.

Las redes de explotación mallada se caracterizan por:

- Instalaciones de mayor tensión que las redes en explotación radial. En consecuencia, pueden ser instalaciones muy críticas cuya indisponibilidad supone una situación extraordinaria en la red.
- Explotación mallada para asegurar el reparto de flujos y garantizar el suministro en caso de fallo.
- Soluciones de inversión más costosas y complejas de construir por su mayor impacto en el entorno.
- Permiten integrar una gestión dinámica de la red avanzada en algunas zonas que permite hacer un uso más eficiente de la misma.
- El control de tensiones está asociado a dos parámetros: niveles de intensidad en la línea y flujos de reactiva.



2. Definición de servicios de flexibilidad

FutuRed



En este capítulo se definen los servicios de flexibilidad que podrían requerir en un futuro los DSOs y están clasificados en función de la necesidad que éstos puedan resolver.

En todos los casos, los servicios de flexibilidad podrían ofrecerse mediante la agregación de varios recursos.

2.1. Congestiones

Existe una saturación o congestión cuando los flujos superan el umbral de diseño de los activos, ya sea de forma temporal o permanente. Esto se debe a los límites térmicos de las instalaciones eléctricas o a límites dinámicos de estabilidad del sistema.

Actualmente existe un mecanismo de resolución de congestiones en la red de transporte (mercado de restricciones técnicas), que corrige el resultado de la casación económica de oferta y demanda en los mercados de energía, y en el que los DSOs pueden solicitar también modificaciones para maximizar el uso de la red manteniendo la calidad del servicio.

Las restricciones técnicas en la red de transporte están reguladas en el procedimiento de operación P.O. 3.2 Restricciones técnicas⁷ donde se definen como:

“Cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía”.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.*
- Insuficiente reserva de potencia para la regulación del balance del sistema.*
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.*
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.*
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución comunicadas al OS por el gestor de la correspondiente Red de Distribución.*

En el P.O. 3.2 el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) es el resultado del proceso de solución de restricciones técnicas por parte del operador del sistema del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) el cual es el resultado del mercado diario. El proceso consiste en la solución de las restricciones técnicas identificadas (fase 1) y, posteriormente, el TSO realiza las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda (fase 2). La resolución de restricciones técnicas ocurre antes de las 14:45 horas y las ofertas presentadas serán utilizadas en el proceso de restricciones técnicas en tiempo real.

Un aspecto relevante de las restricciones técnicas es su predictibilidad. En algunos casos son estructurales y por tanto ocurren en determinado tiempo predefinido y estables geográficamente, mientras que otras ocurren de manera esporádica y son más difíciles de predecir. Este puede ser un elemento clave para analizar el mecanismo de mercado más adecuado.

⁷ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16964



2.2. Control de tensiones

Según está definido en el P.O. 7.4⁸, el servicio complementario de control de tensiones se define solo para la red de transporte como “el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico”. Sin embargo, el P.O.7.4 no aplica a generadores del antiguo régimen especial, es decir principalmente a las instalaciones renovables. El régimen renovable, tanto el antiguo como el nuevo, trabaja por consigna del factor de potencia como se menciona a continuación.

La regulación actual, según el RD 413/2014, exige que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos mantengan un factor de potencia constante (0,98 capacitivo y 0,98 inductivo). Para los consumidores con potencia contratada mayores a 15kW se aplica un cargo por reactiva según el Artículo 9.5 de la Circular 3/2020⁹. El reglamento UE 2016/631 (RfG) y la Orden TED/749/2020, requieren mayores funcionalidades y capacidades a las nuevas instalaciones de generación y almacenamiento como es el seguimiento en tiempo real de nuevos modos de control con consignas de tensión, de reactiva o factor de potencia.

El servicio de control de tensiones se puede extender a todos los niveles de la red, e incluiría todas las acciones para conseguir que la tensión en cada nodo de red se sitúe dentro de los límites de operación.

En el proyecto **CoordiNet**¹⁰ se está avanzando en incorporar requisitos de control de tensiones en la red de distribución, incorporar nuevos recursos en la provisión de este servicio como generadores renovables con inversores que son capaces de regular las tensiones de manera adicional a los requisitos obligatorios o incluso unidades de demanda.

2.3. Operación en isla controlada

Con el paradigma tradicional de distribución de una energía que viene inyectada a la red de distribución desde la red de transporte o desde los grandes generadores, se ha tratado de evitar la aparición de posibles islas no controladas dentro de esta red.

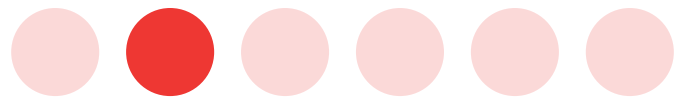
Las islas consisten en tramos aislados de la red de distribución donde una o varias instalaciones de generación están alimentando instalaciones de demanda que, por esta razón, quedan separadas del resto del sistema. Cuando dicha explotación de la red no dispone de los correctos sistemas de protección eléctrica y/o el DSO no puede controlar activamente su operación, se consideran islas no controladas. Para evitar su aparición, se deben instalar automatismos para garantizar la desconexión de la generación ante la desconexión del interruptor de cabecera.

Históricamente, se han instalado equipos de teledisparos para desconectar instalaciones de generación cuando desconecta el interruptor de cabecera. Sin embargo, la instalación masiva de pequeñas instalaciones de generación y una operación no estática de la red basada en alimentar tramos de la red desde diferentes interruptores de cabecera, según las condiciones, lleva a considerar que la solución basada en mecanismos de teledisparos no puede implementarse eficientemente de forma masiva y, menos aún, a un coste razonable.

⁸ https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_10mar2000_correc.pdf
Una modificación de este procedimiento vigente está actualmente sometida a consulta pública por parte de REE con el fin de incorporar al sector los mercados de capacidad de energía reactiva.

⁹ Según lo dispuesto en el Artículo 9.5 de la Circular 3/2020: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066

¹⁰ <https://coordinet-project.eu/projects/project>



Actualmente, la tecnología de la electrónica de potencia ha mejorado mucho y las instalaciones renovables tienen capacidad para controlar su producción de forma que pueda adaptarse a las variaciones de la demanda. Ello representa una oportunidad para el DSO porque permite crear islas controladas, a partir de la instalación de determinados sistemas de protección y control de la red. Estas islas garantizan el suministro ante indisponibilidades de tramos de red principales.

2.4. Restauración del servicio

La restauración del servicio eléctrico es necesaria después que el sistema eléctrico o parte de él ha sufrido un colapso del valor de la tensión. Este servicio tiene como objetivo regresar al estado normal de operación en el menor tiempo posible. Este objetivo se puede alcanzar considerando aspectos como ubicación óptima de los recursos capaces de restaurar el servicio tomando en cuenta aspectos como las cargas críticas, la maximización de las cargas restauradas, opciones de reconfiguración de la red, entre otras características de la red de distribución.

2.5. Servicios de Balance

Los servicios de balance cumplen la función de regulación de frecuencia/potencia. Los servicios de balance son adquiridos y gestionados por el OS. Actualmente, en el sistema eléctrico español se definen los siguientes servicios (definidos en el P.O. 1.5):

1. Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su

potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.

2. Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.
3. Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.
4. Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos (definido en el P.O. 3.1). Los desvíos entre generación y consumo respecto al Programa Horario Final definitivo (PHFC), podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo horario de gestión de desvíos.



Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado horario de gestión de desvíos hasta 55 minutos antes del inicio del periodo de programación, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación- consumo. La gestión de desvíos ha pasado a ser denominada reservas de sustitución con la aprobación del P.O. 3.3 de 30 de diciembre de 2019 «Procedimiento de operación para la aplicación del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del servicio RR en el sistema eléctrico peninsular español» conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

Los DSOs tienen reconocida en el Reglamento UE/2017/1485 la potestad de limitar la habilitación de unidades y/o de limitar temporalmente la participación de dichas unidades en los servicios de balance. En este sentido, en diciembre de 2020 se han aprobado modificaciones de varios P.O. para considerar esta potestad por parte de los DSO (P.O. 3.8), así como la adaptación a la normativa europea relativas al balance, en las que se permite a la demanda y al almacenamiento participar en los servicios de balance¹¹.

Como parte del proceso de armonización de los servicios de balance en Europa, España forma parte de varias plataformas europeas para intercambiar servicios de balance entre países¹².

2.6. Inercia

Los operadores de los sistemas controlan la frecuencia para mantener el funcionamiento síncrono de los generadores y el balance de energía como se explica en la sección anterior. Los niveles adecuados de inercia del sistema (física) permiten a los operadores mantener una frecuencia estable. Sin embargo, con menos generación síncrona conectada al sistema, el nivel de inercia de que dispone el sistema disminuye. Por esto se hace necesario la provisión de inercia con otros recursos, incluso conectados a las redes de distribución. Actualmente en España, este servicio provee mediante un mecanismo de mercado.

La respuesta inercial (física) suministrada por grandes masas giratorias proveen tiempo de respuesta para que el operador del sistema pueda tomar acciones de balance. En caso de una perturbación o desequilibrio de potencia, los operadores de sistemas con baja inercia (física) en su sistema tendrían menos tiempo para reaccionar debido a un mayor cambio en la frecuencia.

Dado que la inercia es proporcionada al sistema por las masas giratorias de las máquinas síncronas, las tecnologías conectadas al sistema de energía a través de convertidores de electrónica de potencia están eléctricamente desacoplados de la red y, por lo tanto, no contribuyen de forma natural a la inercia del sistema (física). Sin embargo, es posible que estas tecnologías a través de la propia electrónica de potencia puedan proveer inercia virtual¹³.

¹¹ Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la CNMC, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019, disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16964

¹² https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

¹³ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211501268X>



3. Soluciones técnicas de flexibilidad

FutuRed



Los DSOs pueden utilizar recursos propios para hacer frente a las necesidades de flexibilidad como pueden ser la reconfiguración de la red, el seguimiento térmico de las líneas en tiempo real (*dynamic line rating*) y equipos móviles para la restauración temporal del suministro en caso de averías, entre otros. Por tanto, es necesario conocer las interacciones entre soluciones que pueden aportar los DSOs frente a la adquisición de flexibilidad aportada por terceros.

3.1. Recursos internos de flexibilidad del DSO

Los DSOs tienen distintos recursos propios que pueden utilizar para resolver problemas en la red. Algunos de ellos están en fase de implementación.

3.1.1. Reconfiguraciones dinámicas

La Reconfiguración de la Red de Distribución (DNR, por sus siglas en inglés) es un método directo de gestión de las congestiones implementado por el DSO en diferentes períodos de tiempo. La DNR comprende la alteración de la estructura topológica de la red por medio del control de la apertura o cierre de interruptores manteniendo la explotación radial del sistema. Los beneficios de este procedimiento se han demostrado en la reducción de pérdidas activas, control del nivel de tensión, mejora en la integración de los recursos de generación distribuida, aislamiento de faltas, entre otros objetivos.

La DNR se puede clasificar en reconfiguración estática y reconfiguración dinámica. La reconfiguración estática considera la operación de los interruptores con control manual y automático con la finalidad de configurar una topología de red específica dentro de un período anual, mensual o de menor periodicidad. Por el contrario, la reconfiguración dinámica consiste en la variación de la topología de la red cercana tiempo real, cambiando el estado de los interruptores (Capitanescu et al., 2015)¹⁴.

En la literatura especializada existen líneas de investigación para demostrar los beneficios de la reconfiguración de la red. Entre las principales aplicaciones de DNR se encuentra:

- Co-optimización de la topología de la red de distribución junto al despacho de recursos distribuidos para reducir los costes de operación del sistema de distribución, (Liu, Li, & Wu, 2019)¹⁵.
- Cálculo de precios de la electricidad que incorpore el efecto de pérdidas y congestiones en la red considerando distintas configuraciones de las redes y recursos



¹⁴ Capitanescu, F., Ochoa, L. F., Margossian, H., & Hatziaargyriou, N. D. (2015). Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), 346–356. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2320895>

¹⁵ Liu, Y., Li, J., & Wu, L. (2019). Coordinated optimal network reconfiguration and voltage regulator/DER control for unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 2912–2922. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2815010>



flexibles como de vehículos eléctricos. Los resultados de este estudio muestran que el uso de DNR alivia congestiones en la red y los precios finales de la electricidad, en comparación con la topología original de la red (Huang, Wu, Cheng, & Liu, 2016)¹⁶.

- En Shen et al. (2018)¹⁷, se propone un esquema para la gestión de las congestiones de la red dentro del mercado diario, donde los beneficios de DNR, tarifas dinámicas y la compra de servicios de flexibilidad se integran para resolver los problemas de congestiones eficazmente.

Combinando estos dos aspectos en los correspondientes algoritmos de cálculo, se puede determinar y monitorizar en tiempo real la capacidad máxima disponible en cada línea aérea de alta tensión, dando así solución a tres objetivos principales:

- Optimizar la integración de energía renovable, fundamentalmente eólica.
- Eliminar las restricciones técnicas de evacuación de generación o restricciones de demanda en situaciones de punta de carga.
- Optimizar la explotación de las infraestructuras de red existentes, reduciendo la necesidad de refuerzos de red.

3.1.2. Dynamic line rating - seguimiento térmico de las líneas

“*Dynamic Line rating*” es un método de gestión de las líneas aéreas de alta tensión de distribución que permite aumentar su límite de intensidad máximo de funcionamiento, aportando flexibilidad al incrementar su capacidad de transmisión de energía.

El funcionamiento de este sistema consiste en un seguimiento térmico de las líneas, apoyado en dos principios:

- La capacidad máxima de energía que una línea puede transportar depende de la temperatura que alcanzan los cables.
- Las condiciones meteorológicas de la zona (fundamentalmente la acción del viento) supone una refrigeración adicional de los cables, que permite aumentar la corriente que circula por los mismos sin aumentar su temperatura.

¹⁶ Huang, S., Wu, Q., Cheng, L., & Liu, Z. (2016). *Optimal Reconfiguration-Based Dynamic Tariff for Congestion Management and Line Loss Reduction in Distribution Networks*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3), 1295–1303. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2419080>

¹⁷ Shen, F., Huang, S., Wu, Q., Repo, S., Xu, Y., & Ostergaard, J. (2018). *Comprehensive Congestion Management for Distribution Networks based on Dynamic Tariff, Reconfiguration and Re-profiling Product*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5), 4795–4805. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2868755>



En resumen, con la instalación de este sistema se dota de flexibilidad a las redes de distribución, favoreciendo la integración de generación renovable.

DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN

Antes de la instalación de este sistema en las redes, se han de llevar a cabo varias tareas previas:

- Análisis técnico de infraestructuras: inspecciones exhaustivas (vuelo LIDAR, termografía, etc.) y análisis del clima para determinar las condiciones adecuadas de los activos en cada zona.
- Despliegue de sensores en campo: selección de los puntos óptimos de la red para ubicar los sensores en cada línea de alta tensión (sensores de temperatura, estaciones meteorológicas y analizadores de red).
- Sistema de monitorización y control: integración de las señales de los sensores y ajuste de los algoritmos necesarios para dar la información de cada línea supervisada en tiempo real al Centro de Control del DSO.
- Autorización administrativa: proceso de tramitación ante las administraciones competentes de las nuevas condiciones de las líneas en la que se instale este sistema.

CASO DE USO

El seguimiento térmico de las líneas permite ajustar los márgenes de seguridad de las redes aprovechando unas condiciones climatológicas favorables y así lograr una mayor integración de generación renovable¹⁸.

Algunas de las principales conclusiones del uso de esta tecnología se resumen en:

- Se obtiene información en tiempo real que permite gestionar sobrecargas continuadas que bajo ciertas condiciones permite incrementar los límites térmicos.
- El coste de este incremento de capacidad puede ser más económico que otras alternativas tradicionales.
- En algunas situaciones concretas, incluso se han reducido las horas de aplicación de restricciones técnicas a la generación eólica.

En la Ilustración 1 se muestra un ejemplo de la monitorización de una línea de alta tensión en el centro de control de Viesgo. En este caso, durante más de 24 horas esta línea estuvo con una corriente máxima disponible muy superior al doble de su corriente nominal, y durante casi 24 horas con una carga real muy superior a su “capacidad nominal” estática.

En resumen, con el desarrollo de este sistema de explotación dinámica, se puede conseguir mayor flexibilidad en la red a un bajo coste de instalación, explotación y mantenimiento. Sin embargo, su eficacia está condicionada por las características de la red eléctrica y las condiciones meteorológicas de su ubicación. En red subterránea su implementación es muy compleja.

3.1.3. Baterías

Las baterías podrán ser un elemento de apoyo a la operación de la red de distribución en determinados casos para proveer servicios como control de tensiones u operación en isla, entre otros. Independientemente de su valor en el negocio liberalizado por la gestión que permite hacer para la compra-venta de energía, su va-

¹⁸ En España, Viesgo ha obtenido unos resultados satisfactorios, alcanzando ya el 100% de su red 132 kV mallada con el sistema de seguimiento térmico.

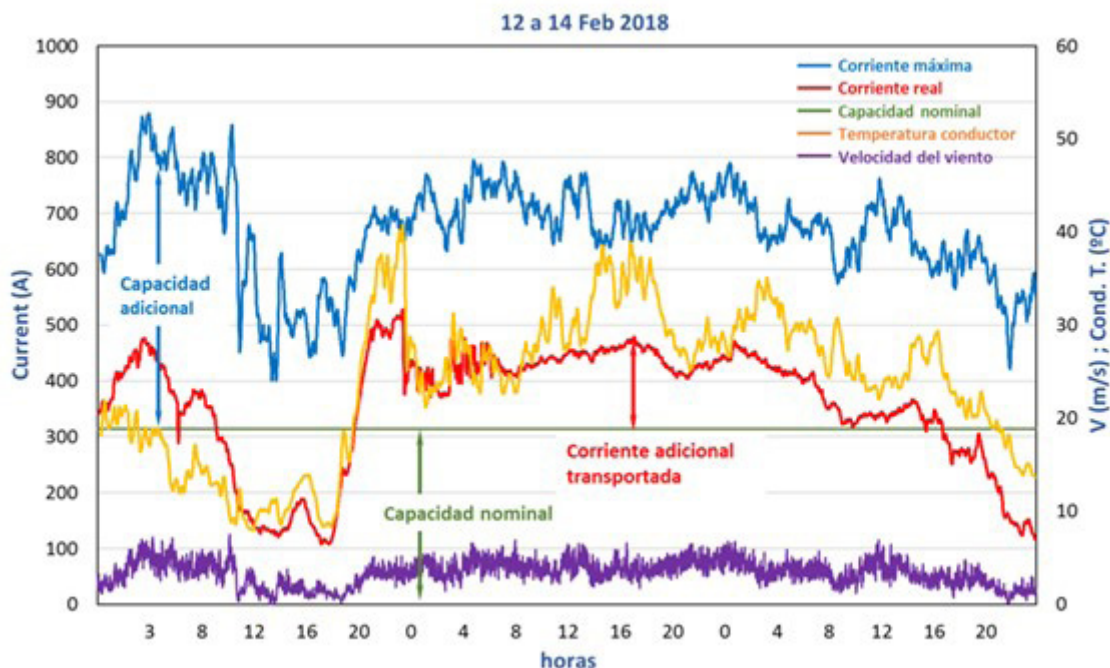


Ilustración 1. Ejemplo de la monitorización de una línea de alta tensión en el centro de control de Viesgo

lor como activo de la red podrá ser garantía de un funcionamiento eficiente, fiable y seguro en algunos puntos de la red de distribución, bajo la tutela del regulador.

En un futuro las baterías podrían servir como alternativa a la construcción de una infraestructura de respaldo ante la indisponibilidad de una instalación principal. Los futuros avances tecnológicos pueden llevar a soluciones competitivas en comparación con la construcción de una nueva alimentación de apoyo. La solución de las baterías es una solución puramente eléctrica y compatible con los objetivos de neutralidad de emisiones.

Adicionalmente, las baterías pueden prestar los servicios de flexibilidad “de último recurso” (mejorar tensiones, reducir pérdidas, limar picos de demanda puntuales, dar soporte para la operación en isla, ente otros) en aquellos puntos de la red donde no haya un proveedor de flexibilidad alternativo.

CASO DE USO

i-DE

Como prueba piloto, I-DE instaló con éxito en 2018 un sistema de almacenamiento de 1.25 MW y 3MWh en Caravaca de la Cruz como alternativa a un costoso refuerzo de red en zona de protección medioambiental. El resultado ha sido una mejora del TIEPI local del 90% en Barranda, 84% en Moralejo-Cañada, 97% en Cañada de la Cruz y 93% en Inazares.

Esta batería se emplea a diario para regular la tensión de la zona que se eleva durante las horas de sol por la presencia de una planta fotovoltaica. También se ha empleado como apoyo de la red en incidencias de la línea de subestación de Caravaca y para mantener el suministro en mantenimientos programados lo que ha permitido mantener la operación de la fotovoltaica de la Junquera durante la operación en isla. De hecho, en octubre de 2019 contribuyó a mantener la isla durante siete horas y media.



e-distribución

En el caso del proyecto SmartNet, el piloto español liderado por el DSO (e-distribución) contó con un agregador de mercado (ONE), un proveedor de flexibilidad (Vodafone) y Tecna-lia como consultor tecnológico y su ámbito se centraba en validar la posible participación de las DER conectadas a nivel de distribución, en concreto de baterías de respaldo de estaciones de telefonía móvil.

Desde el punto de vista de servicios de flexibilidad, el objetivo de la prueba piloto fue implementar servicios gestión de congestión para redes de distribución a través de la comunicación bidireccional con un agregador. En este piloto, el agregador podría ofrecer servicios de reducción de la demanda mediante la activación de las baterías de respaldo de las instalaciones del cliente en las regiones seleccionadas de la red, en este caso, ubicadas en la ciudad de Barcelona.

El piloto incluía seis subestaciones y 20 estaciones base de telefonía móvil, que estaban equipadas con baterías de respaldo y, por lo tanto, pueden desconectarse de la red cuando sea necesario.

En esta prueba piloto, se consideró el esquema de coordinación “Modelo de responsabilidad de equilibrio compartido”. En este esquema, el DSO debe respetar un programa predefinido en cada punto de interconexión entre las redes de distribución y transmisión. Dentro del piloto, se supone que las seis subestaciones son solo un punto de interconexión entre la transmisión y las redes de distribución. El programa predefinido se basa en las nominaciones de las partes responsables de balance (BRP), en combinación con los pronósticos históricos en cada punto de interconexión AT / MT.

Para mantener dicho perfil de intercambio programado y evitar congestiones en la red de distribución, el DSO debía observar el estado de la red en tiempo real mediante la recepción de los datos telemétricos de las unidades terminales remotas ubicadas en las subestaciones.

Se creó un nuevo rol liderado por e-distribución, el llamado Operador de Mercado Local, necesario para cumplir con las responsabilidades del DSO e incorporar de forma neutral la flexibilidad de los agregadores y de las DER locales.

Basado en el estado de la red, el DSO calculaba los requisitos de flexibilidad y se organizaba un mercado local, en el que los diferentes agregadores ofrecían su flexibilidad.

3.1.4. Flexible Power Link (FPL)

El control de los flujos de potencia en las redes malladas es muy complejo. Existen soluciones de operación con una eficiencia limitada que se basan en la desconexión de acoplamientos de barras y/o el desmallado de tramos de red. En situaciones repetitivas, se pueden instalar transformadores de cambio de fase, también conocidos como “phase-shifting transformers”. Actualmente, el Flexible Power Link (FPL) es un dispositivo de electrónica de potencia que se compone en esencia de dos inversores-rectificadores (PCS) conectados entre sí por la parte de corriente continua. Los respectivos lados de alternador se pueden conectar a dos redes diferentes que no tienen necesidad de estar sincronizadas y podrían tener diferente tensión.

La función básica del PCS sería la transferencia de potencia entre las dos redes en el



sentido que se desee, independientemente del sentido que las cargas tiendan a imponer al flujo de energía. Esto aporta una fuente de flexibilidad, en varios sentidos. El primero es facilitar que la energía fluya hacia donde conviene en cada caso, gestionando así problemas debidos a exceso o defecto de generación cuando los hay.

Además, al basarse en electrónica de potencia, los PCS permiten gestionar la potencia reactiva y por tanto las tensiones de ambas redes de forma independiente, corrigiendo posibles desviaciones fuera de los márgenes de operación en situaciones inducidas por generación local, excesiva longitud de las líneas, u otras causas.

Este elemento se puede conectar a redes de cualquier tensión, con la transformación adecuada, y permitiría hacer una explotación mixta entre radial y mallada, aprovechando las ventajas de ambas. El equipo permite aprovechar la flexibilidad que una red puede aportar a otra en un momento dado, haciendo que las redes se apoyen entre sí. El FPL tiene una aplicación en zonas débiles de una red de distribución e incluso en las fronteras entre dos DSOs diferentes.

CASO DE USO

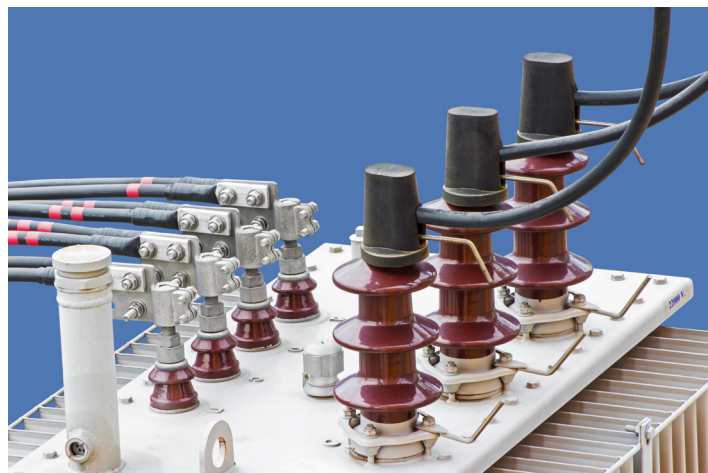
Para los primeros estudios, i-DE ha elegido una zona de protección medioambiental, en el País Vasco, que dispone de un doble circuito de 30kV, de gran longitud, con incidencias frecuentes. En los estudios de simulación, se ha comprobado que un FPL de 10MW permitiría ampliar el “*hosting capacity*” (la capacidad de la red para conectar más generación) en 21MW. Esta aplicación resolvería los problemas de tensión de la línea, reduciría la corriente de cortocircuito (evitando daños que hoy son frecuentes) y mejoraría el TIEPI local en al menos un 60%.

3.1.5. Transformadores con intercambiador de toma para la baja tensión

La calidad del suministro zonales e individuales está asociados al mantenimiento de unos umbrales de tensión para los consumidores y generadores conectados a la red de baja tensión. De acuerdo a la norma EN50160, los DSOs deben mantener la tensión en un margen de $\pm 10\%$ (En España $\pm 7\%$) de la tensión nominal. Las restricciones de tensión constituyen un problema local que requiere una solución local.

El “*On Load Tap Changer*” (OLTC) es un transformador capaz de cambiar de toma sin interrumpir el servicio eléctrico. De este modo se puede ajustar y mantener estable la tensión de salida de un transformador en un CT o ST, manteniendo el servicio a los consumidores y generadores.

Los OLTCs son de uso habitual en redes de tensión elevada, pero apenas se emplea en redes de baja tensión (BT). En el proyecto **iGREENG**rid¹⁹, los estudios realizados por seis empresas de distribución eléctrica pusieron de manifiesto que un cálculo de flujo de cargas óptimo combinado con el uso de OLTC era la mejor herramienta para controlar las congestiones de tensión y para aumentar el “*hosting capacity*” de las redes.



¹⁹ <https://cordis.europa.eu/project/id/308864/es>



La penetración del VE producirá en los próximos años alteraciones de tensión en las redes de baja y el OLTC podría tener un papel relevante para conseguir una adaptación dinámica de la tensión ante fluctuaciones de carga, de generación y de flujos de potencia.

En la actualidad los OLTC pueden tener aplicación en redes BT de gran longitud, en las que se producen fuertes caídas de tensión, en CTs con consumos de potencia elevada pero muy variables, en líneas con mucha generación fotovoltaica y en CTs que registran incidencias por oscilaciones de tensión.

CASO DE USO

i-DE

En las instalaciones con OLTCs, se ha constatado una mejora de la tensión que en término medio supone una reducción del 60% de la amplitud de oscilación, respecto a la banda de oscilación de tensión original. En la Ilustración 2 se muestra el funcionamiento de un OLTC para una red de Alicante de i-DE.

3.1.6. Autotransformador de línea para baja tensión

Como se ha mencionado anteriormente, existen muchos elementos que pueden ofrecer flexibilidad a la red durante la operación, aumentando la capacidad natural de esta para mantener la tensión de la línea dentro de los márgenes de operación normales. Algunos de estos elementos son usados regularmente como los bancos de condensadores y reactancias, y otros menos frecuentes como los transformadores con OLTC mencionados anteriormente.

En el demostrador austriaco de EAG, se presentó un equipo autotransformador de línea para baja tensión. En Köstendorf, un pueblo con muy alta penetración de renovables en viviendas unifamiliares, sus centros de transformación presentaban perfiles de tensión anormales en las líneas de baja tensión que imposibilitan dar una tensión adecuada a todos los clientes del centro. En algunos casos estos perfiles eran divergentes entre las líneas del centro, por lo que un OLTC de baja tensión no permitía resolver. El autotransformador de línea se colocaba en un punto adecuado de la línea elegida y así se modificaba su perfil de tensiones. Esto permitía resolver el problema y conectar más clientes en la línea. El inconveniente principal era el elevado coste que todavía tiene esta solución.

3.2. Flexibilidad de usuarios de red

Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima describen las acciones futuras de cada país por alcanzar el objetivo vinculante de la Unión Europea de integrar al menos el 32% de las energías renovables en el consumo final bruto de energía para 2030. La cuota prevista de energías renovables en el consumo final para España es del 42%, lo que se traduce en más del 70% de la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables. Aunque estos porcentajes podrán variar al alza una vez que la Comisión Europea ha propuesto incrementar la ambición en la descarbonización al 55% en 2030.

Nuevos recursos necesarios para alcanzar los objetivos de descarbonización del sector eléctrico se conectarán en las redes de distribución y algunos de ellos pueden aportar flexibilidad a los DSOs para mantener los niveles de calidad del servicio de manera eficiente. Dentro de es-



tos recursos de flexibilidad se han identificado tres categorías principales: almacenamiento de energía, generación distribuida y cargas flexibles. En la primera categoría, distinguimos el almacenamiento móvil y estacionario. La clasificación de generación distribuida es sencilla: se compone de fuentes de energía renovables intermitentes (principalmente eólica y solar fotovoltaica) cuya producción de energía eléctrica es directamente proporcional al recurso de energía primaria; cogeneración de calor y energía (CHP); y generadores convencionales tales como generadores de respaldo. En cuanto a las cargas flexibles, que pueden ajustar su consumo eléctrico en función de las señales enviadas externamente, generalmente se dividen en cargas cuyo consumo puede gestionarse de forma dinámica en el tiempo o cargas que pueden reducir su consumo tras una orden de control (*load shifting or load curtailment*). Aunque las cargas controladas termostáticamente pueden considerarse

desplazables, es más preciso modelarlas por separado para representar la dinámica de los sistemas térmicos.

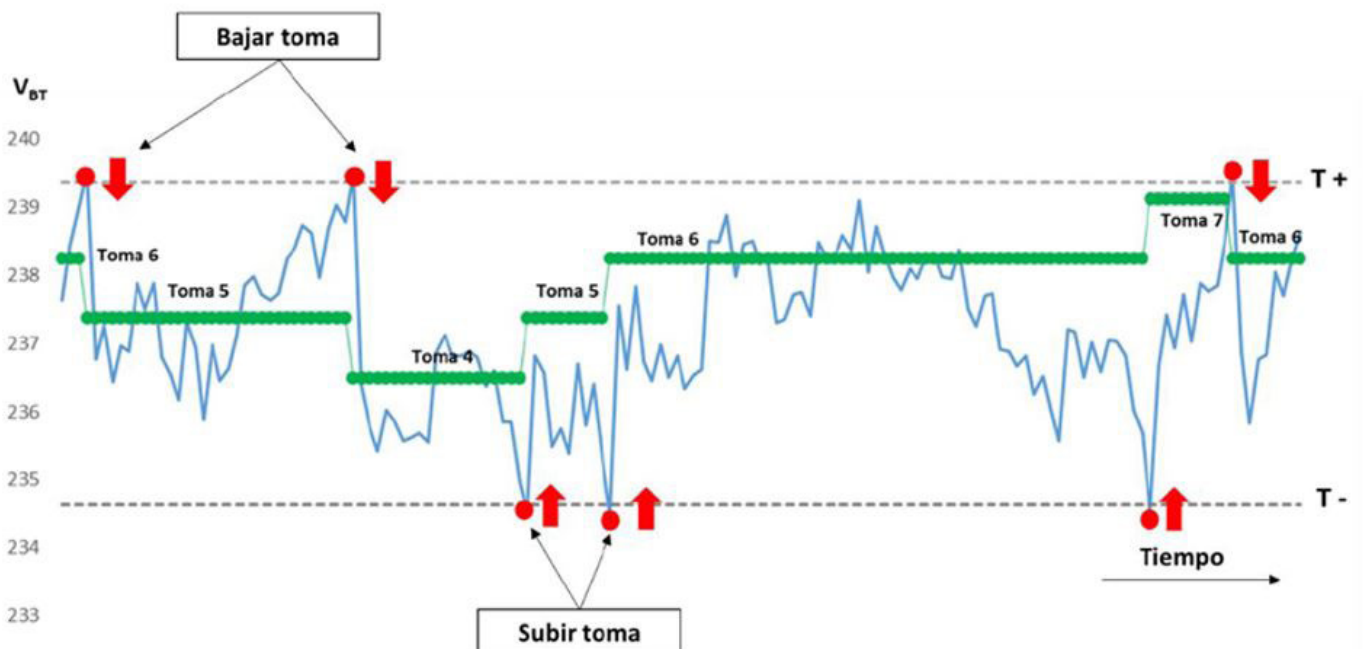


Ilustración 2. Ejemplo de un día de verano en Alicante. Variaciones de tensión en un CT y efecto de los cambios de toma a lo largo de un día



Tipo de recurso	Categoría	Ejemplos de tecnología
Almacenamiento de energía	Almacenamiento proporcionado por la movilidad eléctrica	Vehículos Eléctricos y otros medios de transporte eléctricos como autobuses eléctricos
	Almacenamiento estacionario	Almacenamiento de energía hidroeléctrica, bombeo, baterías, volantes de inercia
Generación distribuida	Fuentes de energía renovable intermitentes	Fotovoltaica, aerogeneradores, generación hidráulica sin presa, etc.
	Cogeneración de calor y electricidad (CHP)	Restricciones específicas de energía múltiple (demanda de calor)
	Generadores convencionales	Generadores de respaldo (combustibles fósiles), otros generadores programables (biogás, hidráulica)
Cargas flexibles	Cargas controladas termostáticamente	Reúne todas las cargas controladas por el termostato: calefacción, ventilación y aire acondicionado, caldera eléctrica, bombas de calor, aire acondicionado, refrigeración, etc.
	Modificación de demanda	Cargas capaces de modificar su consumo: algunos electrodomésticos, procesos industriales, etc.
	Reducción de carga	Cargas capaces de reducir su consumo: algunos procesos industriales, iluminación, etc.

Tabla 1. Clasificación de recursos flexibles de FSPs conectados en las redes de distribución.
Fuente: Elaboración propia.



Varios países tienen planes de desarrollo o incluso cuotas objetivo para el despliegue de los vehículos eléctricos. En España con la ambición de alcanzar el 17,5% de las energías renovables en el sector del transporte, el PNIEC²⁰ prevé que habrá alrededor de 5 millones de VE en 2030. Como los vehículos eléctricos se conectarán a la red de distribución, podrían crear picos de demanda en la red y desafíos de adecuación de la misma.

Adicionalmente, al sector de refrigeración y calefacción puede proveer flexibilidad a través del almacenamiento térmico y principalmente con tecnologías como bombas de calor.

Los FSPs podrían proveer en determinadas ocasiones soluciones alternativas a los refuerzos tradicionales de red. En cada caso, puede ser necesario implantar incentivos que fomenten su uso:

- Gestión de la potencia activa de la generación distribuida durante los períodos críticos de la red. Estas situaciones podrían acordarse previamente entre el titular de la generación distribuida y el DSO dentro de las condiciones de acceso a la red.
- Obtener flexibilidad de un FSP para resolver restricciones técnicas de ámbito local. La flexibilidad se podría adquirir mediante contratos o subastas a largo plazo o mercados de flexibilidad a corto plazo.
- Diseño de red avanzada y el refuerzo de la red con tecnologías de redes inteligentes como soluciones alternativas. Algunos estudios lo consideran como alternativas válidas²¹.

La sección 4 describe los mecanismos que podrían utilizar los DSOs para adquirir. A continuación, se describen en mayor detalle las capacidades de las tecnologías que pueden conformar los FSPs.

3.2.1. Demanda flexible

La flexibilidad aportada por el consumo o demanda se puede clasificar en dos grandes grupos²²:

- La **flexibilidad implícita** de la demanda es la reacción del consumo a las señales de precios. Bajo esta modalidad, los consumidores tienen diferentes precios de electricidad (energía más peajes) según el periodo horario. En consecuencia, pueden adaptar su comportamiento (a través de la automatización u adaptación de patrones de consumo) para ahorrar costes en energía en función de las señales horarias de precio de mercado. Este tipo de flexibilidad se denomina a menudo flexibilidad de la demanda “basada en el precio”.
- La **flexibilidad explícita** de la demanda, flexibilidad con capacidad de despacho que puede ser comercializada (similar a la flexibilidad de la generación) en los diferentes mercados de energía (mayorista, de balance, de apoyo al sistema y los mercados de reservas). Esto suele ser facilitado y gestionado por un agregador que puede ser un proveedor de servicios independiente o un proveedor tradicional como puede ser un comercializador. Este tipo de flexibilidad se denomina a menudo flexibilidad de la demanda “basada en incentivos”.

Hay muchas modalidades de gestión de la demanda, basadas en la reducción o desplazamiento de consumos no críticos en el hogar: electrodomésticos inteligentes, temporizadores y ajuste de la climatización (descritos en el proyecto **Address**²³), termostatos de agua caliente (proyecto “Nice-grid”), y, en la actualidad, nuevos elementos capaces de aportar flexibilidad desde los puntos de consumo, como el vehículo eléctrico o las bombas de calor.

²⁰ <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

²¹ <https://flexplan-project.eu/>

²² https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg3_final_report_demand_side_flexibility_2019.04.15.pdf

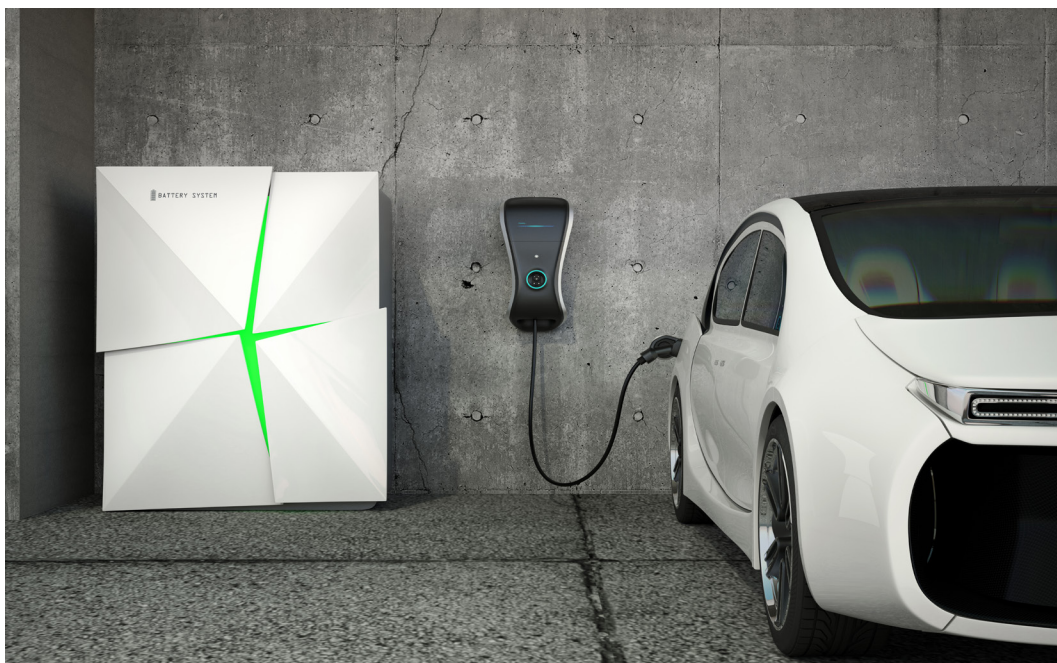
²³ <http://www.addressfp7.org/>



3.2.2. Carga de vehículos eléctricos

Hay varias soluciones para conseguir flexibilidad y optimizar el uso de la red asociada a la carga de los vehículos eléctricos. Cada solución tiene sus propios incentivos, niveles de complejidad y costes de implementación:

- Desplazamiento de carga. Una primera solución que se incluye en todos los estudios de impacto es el desplazamiento de la carga de los vehículos eléctricos. El proyecto piloto de WPD²⁴ muestra que esta solución es eficaz y fácil de implementar. Las ventajas del desplazamiento de cargas también se ilustran en otros estudios de impacto. Agora²⁵ estima que el desplazamiento de carga puede reducir las inversiones en redes de distribución hasta un 50% para 2030. En Netbeheer Nederland²⁶ el coste adicional por hogar, teniendo en cuenta las inversiones en red, la flexibilidad y los costes de producción, podría reducirse en un 47% al integrar el desplazamiento de la carga. El estudio de NVE²⁷ indica que 11 mil millones de coronas noruegas se podrían ahorrar desplazando la carga de vehículos eléctricos del periodo punta al valle o llano. Hay diferentes maneras de incentivar el cambio de carga. El cliente reacciona a los precios finales minoristas que incluyen los precios de energía, los peajes dinámicos de distribución, y otros cargos regulados e impuestos.
- La “recarga inteligente” del vehículo eléctrico consiste automatizar el proceso de recarga en función de las condiciones de la red y/o del sistema en cada instante. El optimizar la capacidad de la misma, valorando el estado de carga de los vehículos, los plazos de recarga conocidos, las urgencias notificadas, etc. En algunos casos, habrá un corte de la carga, y en otros, será un desplazamiento dependiendo de las necesidades del usuario y los costes asociados. El incentivo económico debe de definirse según el mecanismo de adquisición que se emplee, como se presenta en la sección 4.



²⁴ Western Power Distribution (WPD). (2018). DUoS Charging for LV and HV Metered Connections. Accessed at <https://www.westernpower.co.uk/our-network/use-of-system-charges>

²⁶ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Rapport_Ecofys_Waarde_van_Congestie_management_86.pdf

²⁷ http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_51.pdf

²⁵ https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/AgoraVerkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf



- Una solución más avanzada es la conocida “vehicle to grid” (V2G) o incluso V2X (donde la X representa cualquier uso que se pueda dar a la energía almacenada en el vehículo como puede ser para dar servicios a la red, al sistema eléctrico, a una vivienda o un edificio). En el caso específico de proveer servicios de red, el vehículo cedería parte de la energía almacenada en su batería a la red en un momento de necesidad. La energía cedida tendría que pagarse a un precio que compense al propietario por la cantidad cedida y por el deterioro de batería. Además, tiene que existir un contrato previo en el que se acuerde la participación del vehículo en el servicio V2G.
 - Otras soluciones se basan en el control de la carga del vehículo por terceros (como agregadores) que ofrecen flexibilidad al DSO a cambio de compensaciones económicas, o a través del control directo del DSO. Otras formas de resolver las congestiones de la red son la limitación de las conexiones de carga, el autoconsumo renovable para suministrar la carga de los vehículos y la optimización de la carga del vehículo de forma coordinada con las otras necesidades energéticas del hogar.
- Desplazamiento de carga. Si bien el desplazamiento de carga es una solución reconocida para integrar los vehículos eléctricos en la red, todavía no se está considerando su uso para las bombas de calor. Esto puede deberse a la inercia térmica de los edificios y a la dependencia que almacenar calor en edificios es más complejo y depende de otros parámetros externos. El estudio de Netbeheer Nederland²⁸ muestra que el posible ahorro anual para los hogares puede ser de alrededor del 31% al realizar la gestión óptima de la carga de las bombas de calor. Además, en el proyecto Freedom (2018), se implementó con éxito el precalentamiento de salas para evitar un consumo eléctrico enfocado en un período limitado lo que puede generar un impacto en el pico de la red.
 - Flexibilidad. Las bombas de calor podrían participar aportando servicios de flexibilidad, como servicios de balance en el mercado. El proyecto Freedom²⁹ analiza el potencial de las bombas de calor híbridas como proveedor de flexibilidad.
 - Tecnologías alternativas para reducir la demanda de calor durante los momentos pico son las bombas de calor híbridas. En estos casos, una caldera de gas más pequeña se instala junto a las bombas de calor y se activa para reducir el consumo pico de las bombas.

3.2.3. Bombas de calor

Hay varias soluciones para ayudar a la operación de la red asociada a las bombas de calor:

- Eficiencia energética como mecanismo para reducir el consumo. En general, se requieren trabajos de aislamiento y renovación en edificios para pasar a un sector de refrigeración y calefacción totalmente descarbonizado. A medida que la eficiencia reduce la demanda de calor de edificios,

²⁸ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Rapport_Ecofys_Waarde_van_Congestie_managment_86.pdf

²⁹ <https://www.wuutilities.co.uk/media/2829/freedom-project-final-report-october-2018.pdf>



La siguiente tabla incluye un resumen de las capacidades de los recursos eléctricos distribuidos para proveer flexibilidad.

Servicios Auxiliares	Viento	FV	Almacenamiento estacionario	Almacenamiento Móvil	Cogeneración de calor y electricidad (CHP)	Cargas controladas termostáticamente (TCL)	Modificación de demanda	Reducción de demanda
FFR								
FCR								
FRR								
RR								
RM								
FRTC								
CMVC								
PVC								
SVC								
TVC								

Tabla 2. Capacidades de los recursos distribuidos para proveer servicios auxiliares. Fuente: SmartNet ³⁰.

FFR	Reserva de frecuencia rápida
FCR	Reserva de contención de frecuencia
FRR	Reserva de restauración de frecuencia
RR	Reserva de sustitución
RM	Margen de rampa (control de rampa)
FRTC	Capacidad de transferencia de fallas
CMVC	Control de tensión de gestión de saturación
PVC	Control de voltaje primario
SVC	Control de tensión secundario
TVC	Control de tensión terciario

	Muy buenas capacidades
	Buenas capacidades
	Pocas capacidades
	Muy pocas capacidades
	No hay capacidades

³⁰ http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2017/05/D1.2_20170522_V1.1.pdf



3.2.4. Flexibilidad desde la generación

El TSO ha utilizado tradicionalmente la flexibilidad para la operación del sistema. Los generadores han sido principalmente los que han ofrecido dicha flexibilidad.

Las tecnologías de generación convencional son “despachables” porque se puede controlar su producción. Sin embargo, en el estado actual de la tecnología, los generadores de origen renovable (eólica y solar fotovoltaica) solo tienen en la capacidad de limitar su potencia activa y modificar dentro de ciertos límites su potencia reactiva (tanto la inyección como el consumo de potencia reactiva).

Aunque los mecanismos de adquisición de flexibilidad se detallan en la sección 4, a continuación, se presentan dos ejemplos reales del uso de la flexibilidad de la generación distribuida.

Contrato de conexión para generación flexible

Los contratos flexibles para la limitación de la generación pueden reducir los costes de red, permitiendo así la conexión a la red de una instalación de generación en un punto donde no hay suficiente capacidad disponible y donde se requeriría inversiones en red para garantizar la capacidad de absorción de la energía generada en todo momento³¹.

Una alternativa a no realizar las inversiones en red es permitir la conexión del generador a cambio de reducir puntualmente su producción cuando las condiciones de la red lo requieran. Ello implica menores costes y tiempo para la conexión del generador. Esta modalidad no lleva asociada una compensación económica al generador por la activación de la flexibilidad, pues queda compensado con los menores

costes de conexión a la red. Sin embargo, es necesario establecer limitaciones del uso de flexibilidad en un espacio temporal.

Flexibilidad en la generación como servicio

En esta modalidad el generador ofrece postestativamente parte de su producción como servicio de flexibilidad a cambio de una compensación económica. En este contexto, la menor producción debe ser compensada con la remuneración económica de dicho servicio de flexibilidad.

Para el autoconsumo, la participación en estos servicios de flexibilidad puede ser compleja y requiere la participación a través de un agregador.

Para las plantas solares, eólicas y en general aquellas que disponen de un inversor-rectificador basado en electrónica de potencia, la posibilidad de poner la potencia reactiva para el servicio de control de tensiones podría reportarle ingresos adicionales si se establece un marco retributivo apropiado.

3.2.5. Sistemas de cambio de vector (Sector coupling)

Los sistemas que permiten transformar la energía eléctrica en otro vector energético (gas, calor, frío, etc.) son fuentes potenciales de flexibilidad pues se comportan como un almacenamiento energético. Estas sinergias entre vectores energéticos ofrecen la posibilidad de transformar la energía eléctrica de la red (cuando hay exceso) en otra forma de energía que se pueda almacenar y la de convertir la energía del vector no eléctrico en electricidad

³¹ Por ejemplo, estos contratos se implementan en Francia por Enedis: https://www.enedis.fr/sites/default/files/Flexibilities_Energy_transition_and_performance_of_distribution.pdf



nuevamente, cuando la red necesita un apoyo. Ejemplos habituales son “Power to Gas” (P2G) y “Power to heat” (P2H). Estos sistemas permiten el cambio de vector para conectar la red eléctrica a una red de gas, de calor o de frío. También hay abundantes proyectos de conexión de pilas de combustible a la red, las cuales generan electricidad utilizando hidrógeno como combustible.

Es indudable que estos sistemas son fuentes potenciales de flexibilidad para la red eléctrica y esta puede serlo para otras redes. En cada caso, es importante evaluar la eficiencia en los procesos de conversión, pues en algunos casos, las elevadas pérdidas en el cambio de vector hacen injustificable su uso. Adicionalmente se deben valorar las emisiones de CO₂ asociadas al uso o producción de determinados vectores.

3.3. Mapeo de recursos y servicios de flexibilidad

A continuación, se hace un mapeo entre los servicios de flexibilidad definidos en el capítulo 2 y de los recursos anteriormente mencionados cuáles podrían proveer estos servicios, bien sea recursos internos del DSO (Tabla 3) o recursos de terceros (Tabla 4)³².

Nota: “sí” significa que existe una capacidad directa del recurso para proveer el servicio; “no” significa que no existe una capacidad directa del recurso para proveer el servicio; “sí()” significa que la capacidad del recurso puede ser parcial o condicionada a futuros desarrollos tecnológicos*

		Reconfiguraciones dinámicas	Flexible Power Link	OLTC	Dynamic Line Rating
Servicio	Congestiones	Sí	Sí	Sí	Sí
	Control de tensiones	Sí	Sí	Sí	Sí(*)
	Operación en isla	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)
	Restitución de servicio	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)
	Balance	Sí(*)	No	No	No
	Inercia	No	No	No	No

Tabla 3. Capacidades de los recursos internos del DSO para proveer flexibilidad.

³² Nótese que las baterías están incluidas como recursos de terceros dado que la propiedad de las mismas por parte del DSO solo se permitiría, según la Directiva (UE) 2019/944, en situaciones muy específicas como se señala en la sección 3.1.3.



		Baterías	Solar PV	Eólica	Bombas de calor	Vehículos Eléctricos	Otras cargas flexibles	Sector coupling
Servicio	Congestiones	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	Control de tensiones	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí(*)
	Operación en isla	Sí	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí
	Restitución del servicio	Sí	Sí(*)	Sí(*)	No	Sí(*)	No	Sí
	Balance	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	Inercia	Sí	Sí(*)	Sí(*)	No	Sí(*)	No	Sí(*)

Tabla 4. Capacidades de los recursos de terceros para proveer flexibilidad.

Nota: “sí” significa que existe una capacidad directa del recurso para proveer el servicio; “no” significa que no existe una capacidad directa del recurso para proveer el servicio; “sí()” significa que la capacidad del recurso puede ser parcial o condicionada a futuros desarrollos tecnológicos.*

Para resolver problemas de congestiones en la red, los DSOs pueden utilizar recursos propios tales como: reconfiguración de las redes de manera dinámica, enlaces flexibles, cambiadores de tomas con carga (OLTC) y flexibilidad en los límites térmicos de las líneas que ayuden a mejorar la congestión de la red.

De igual manera se pueden utilizar distintos recursos de terceros, ya sea a través de generación renovable, almacenamiento o gestión de la demanda, para hacer un redespacho de estos recursos modificando sus perfiles de inyección o retiro de energía de la red y así aliviar congestiones en la red.

Respecto al control de tensiones, los DSO tradicionalmente utilizan recursos propios para mantener las tensiones en los límites fijados por la regulación. El uso de estos recursos es efectivo para modificar aspectos operativos que inciden directamente en la tensión del sis-

tema. Además, es importante resaltar que el control de tensiones en baja tensión sí se puede realizar mediante una gestión activa de la potencia activa y, por tanto, la separación con la gestión de congestiones no es estricta. Por simplicidad se considera que el control de tensiones se puede proveer con cargas flexibles, sin distinguir si este control se hace con potencia activa o reactiva. En baja tensión, dado la mayor relación R/X, el control de cargas es efectivo con potencia activa.

La generación conectada al sistema también ayuda al control de tensiones tanto por la modificación de potencia activa como de potencia reactiva. La generación renovable a través de convertidores inteligentes que son capaces de recibir y modificar consignas de tensión o potencia reactiva para controlar las tensiones. Los vehículos eléctricos y baterías también son capaces de seguir consignas para el control de tensiones.

La operación en isla se presenta cuando existe desconexión de la fuente (normalmente subestación) de una parte o todo un sistema de distribución, que por lo general es causada por un disparo del interruptor del circuito necesario para aislar una falla en otra parte del sistema. Esto produce una isla independiente



de energía y en función de las capacidades de la unidad de generación distribuida, se puede seguir alimentando la isla durante el tiempo que la frecuencia del sistema y la tensión se mantienen dentro de los límites de operación requerida.

Por tanto, los recursos propios del DSO tienen un rol esencial de mejorar la operación del sistema en isla. Así mismo, las baterías y generación renovable (si tienen energía almacenada o la generación está disponible) pueden proveer energía y controlar las tensiones y la frecuencia durante la operación en isla. La demanda flexible puede contribuir adaptándose a la disponibilidad de la generación.

La restauración del sistema de potencia es el proceso de restaurar una parte o el total una red eléctrica a su funcionamiento normal, después de una interrupción.

Los pasos que están involucrados en el proceso de restauración son: la determinación del estado del sistema, arranque en negro (*black-start*) de las centrales de generación habilitadas para ello, energización de subsistemas e interconexión de subsistemas.

A pesar de los pasos anteriores pueden detallarse diferentes estrategias para el restablecimiento. El manejo que hagan los DSO y el TSO de los recursos propios, así como de los recursos conectados a la red, son esenciales en una exitosa restauración de la red.

Los servicios de balance e inercia son servicios gestionados por el TSO que tradicionalmente ha provisto la generación conecta-

da principalmente a la red de transporte. Las unidades pequeñas muchas veces no pueden proporcionar de manera individual servicios de balance ni ofrecer su flexibilidad en el mercado de energía, bien sea por su perfil de generación que varía dependiendo de la disponibilidad del recurso solar o eólico, o simplemente no cumplen con el tamaño mínimo de oferta de los mercados. Pero al agregar varias unidades, un agregador puede cumplir con los requisitos que exigen servicios de balance. En 2020, en España se aprobó además la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance para permitir la participación de unidades de almacenamiento y demanda³³. Respecto al servicio de inercia, este no se compra en España, pero debido a la desconexión esperada de máquinas síncronas, la necesidad de garantizar la inercia del sistema podría justificar la implementación del servicio.

Los recursos propios de DSO no pueden dar servicios de balance ni de inercia, pero sí los recursos conectados en sus redes. El papel de DSO será de facilitador y coordinador para que estos recursos se provean de manera segura y eficiente.

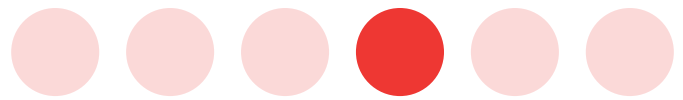


³³ <https://www.boe.es/boe/dias/2020/12/24/pdfs/BOE-A-2020-16964.pdf>



4. Mecanismos de adquisición de flexibilidad

FutuRed



Dependiendo de las necesidades, las características de las redes, los servicios y las soluciones de flexibilidad, incluyendo los proveedores tanto existentes como potenciales, la flexibilidad se puede adquirir a través de distintos mecanismos. La DE establece que se deben contratar los servicios a través de mecanismos de mercado en la medida de lo posible. A su vez, estos mecanismos se pueden implementar simultáneamente, es decir, puede haber un contrato de acceso flexible y a su vez mercados de flexibilidad para operar congestiones en la red.

El Consejo Europeo de Reguladores de la Energía (CEER) señala que el acceso a la flexibilidad por parte de los DSOs se puede obtener a través de cuatro categorías distintas³⁴:

1. Mecanismos basados en reglas (como obligaciones y Pos).
2. Acuerdos de conexión.
3. Tarifas de red.
4. Mecanismos de mercado.

Estos mecanismos se definen a continuación:

4.1. Obligaciones y procedimientos de operación

La operación técnica del sistema tiene que estar muy bien detallada con el fin de mantener la seguridad y estabilidad del sistema, permitir una operación eficiente e incluso reducir conflictos entre partes. En este sentido, en España, los Procedimientos de Operación de la Red de Transporte regulan algunos aspectos técnicos y operativos del sistema³⁵. Como parte de la gestión técnica se detalla la provisión

de determinados servicios obligatorios como pueden ser la reserva de frecuencia primaria o la provisión obligatoria de control de tensiones, donde se definen las obligaciones que deben cumplir los generadores con determinadas características para proveer estos servicios.

Por otro lado, la compra de ciertos servicios de flexibilidad por parte del TSO ha sido regulada desde la liberalización del mercado para determinados servicios como son la banda de reserva secundaria y el mercado de restricciones técnicas, entre otros. En los últimos años, los Procedimientos de Operación están incorporando cambios requeridos por la regulación europea, como los referentes a los servicios de balance o mayor coordinación TSO-DSO en la operación del sistema eléctrico. Para determinados servicios como el control de tensiones se establece una banda obligatoria y adicionalmente una adicional sujeta a remuneración de mercado (ver sección 2.2 para más detalles). Adicionalmente, la Circular 4/2019³⁶ de retribución del TSO incluye, por primera vez, incentivos económicos para que el TSO reduzca el volumen anual de energía requerido programar para la resolución de las restricciones técnicas.

El Real Decreto 647/2020 establece la implementación nacional de Códigos de Red de Conexión y falta por desarrollar la implementación nacional de los Códigos de Red de Operación³⁷.

Asimismo, debería desarrollarse una normativa específica que contemple la operación de los mecanismos internos de flexibilidad.

³⁴ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f65ef568-dd7b-4f8c-d182-b04fc1656e58>

³⁵ <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>

³⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2764314_40.pdf

³⁷ <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/propuesta-normativa-codigos-red-europeos.aspx>



4.2. Contratos de acceso y conexión a través de potencia no-firme

Un acceso no firme a la red consiste en permitir la conexión red de un DER a cambio de limitar la energía consumida o generada bajo determinadas condiciones (tiempo, cantidad y periodicidad) especificados y acordados entre el DSO y FSP.

Este tipo de conexión debe ser potestativa para el dueño del DER. Para facilitar al FSP la comprensión de los beneficios, la información sobre los procedimientos de limitación de potencia es crucial. Esto ayuda al solicitante a tener conocimiento de cómo es el funcionamiento en condiciones de acceso no firme. Algunas opciones de acceso no-firme incluyen:

1. Prorratio: Se aplica la misma proporción de reducción a todos los DER conectados a la red.
2. El último en llegar es el primero en cortar: El último DER conectado a la red es el primero en ser restringido.
3. Prioridad a las renovables: Las instalaciones de generación basadas en tecnologías no renovables se reducen antes de que se reduzca la generación renovable.
4. Basado en un mercado: recorte de acuerdo a subastas de capacidad de acceso.
5. Otros.

Un aspecto clave para definir las diferentes modalidades de acceso no-firme es la granularidad temporal. Las opciones incluyen la granularidad estacional e intradiaria³⁸. En España las opciones de conexiones flexibles están pendientes de desarrollo regulatorio.

³⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/access-and-forward-looking-charges-significant-code-review-summer-2019-working-paper>

4.3. Peajes dinámicos de red

La tarifa de acceso representa un importe económico relevante en la factura eléctrica (aproximadamente un 45% de la factura eléctrica de un consumidor residencial³⁹), estos costes regulados se dividen entre peajes de red y cargos regulados.

Los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución reconocidos por el regulador. Su diseño (periodos horarios y estructura tarifaria) permite dar señales económicas para lograr un uso eficiente de la red a corto y largo plazo.

Los cargos regulados cubren el resto de costes regulados del sistema adicionales a la retribución de las redes de transporte y distribución.

Gracias a la implementación masiva de los sistemas de telegestión es posible registrar los consumos horarios de los consumidores/generadores. En consecuencia, la telegestión permite aplicar esquemas de tarifas que asignen más adecuadamente los costes a los agentes en función del uso que hacen de las redes con el fin de incentivar un comportamiento más eficiente de los usuarios de la red.

Los peajes dinámicos de red son importes que varían por períodos y además podrían variar por localización. Estos peajes pueden señalar cuándo y dónde la red está cercana a congestionarse y, por tanto, los costes asociados a su uso serían mayores, y cuando la red está disponible y no habría mayores costes a los ya incurridos.

La CNMC aprobó mediante la Circular 3/2020 la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, en la cual se dan pasos importantes para mejorar la eficiencia de las tarifas, tales como la imple-

³⁹ <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00119-1>



mentación de peajes por potencia con discriminación por períodos. Sin embargo, el diseño de tarifas en el contexto legal actual exige que las tarifas sean comunes para todo el territorio nacional y no puedan por tanto dar señales locales, las cuales deben proveerse mediante otros mecanismos.

En España, a pesar de que los peajes se definen por períodos tarifarios que son iguales para todo el territorio, tradicionalmente se han introducido variaciones temporales para Islas Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. Así, aunque los periodos son los mismos, las horas varían para cada periodo para los territorios mencionados respecto a la península.

Esta variación temporal por periodos se podría extender a nivel local para incentivar de esta forma el desplazamiento de consumo y/o generación en determinadas zonas, para, por ejemplo, promover el consumo local de la energía generada.

CEER (Asociación Europea de los Reguladores Eléctrico)⁴⁰ señala que la adquisición de flexibilidad se puede obtener a través de los peajes dinámicos o mecanismos de mercados para la adquisición de flexibilidad. Si los peajes dinámicos se aplican al mismo tiempo que los mercados locales, su interacción debe ser cuidadosamente considerada. Por otro lado, la combinación con peajes estáticos es más sencilla, al menos hasta que se tenga un grado de automatización mayor.

Los peajes de red pueden fijarse por periodos horarios aprovechando los contadores inteligentes y los sistemas que permiten modular las cargas automáticamente. En el estudio del MIT, “*Utility of the Future*”⁴¹, se propone un cargo por potencia máxima según el uso esperado de la red para asignar los costes de la red a largo plazo, y reducir así el coste de futuras

inversiones en red. Para dar mejores señales de eficiencia habría que determinar el área geográfica y/o niveles de tensión para definir los peajes y los períodos tarifarios.

4.4. Mercados de flexibilidad

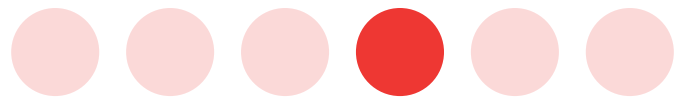
En el marco normativo vigente, los DSOs no tienen en cuenta los posibles servicios de flexibilidad prestados por terceros cuando planifican nuevos refuerzos de la red, por no estar ello previsto en la regulación. En el futuro, los DSOs podrán adquirir estos servicios mediante los llamados mercados locales de flexibilidad tal y como promueve la DE que establece que los DSOs adquirirán servicios mediante mecanismos de mercado a partir de recursos como la generación distribuida, la respuesta a la demanda o el almacenamiento, como alternativa a la expansión de la red. Además, se señala que los DSOs deberán ser adecuadamente remunerados por la obtención de tales servicios con el fin de que se les permita recuperar al menos los costes razonables correspondientes, incluidos los costes asociados a tecnología de la información y la comunicación, así como los costes de infraestructura de red.

Los mercados locales de flexibilidad ya se están aplicando en diferentes países europeos, como el Reino Unido, Alemania, los Países Bajos, Suecia o Noruega. Además, varios proyectos de investigación europeos H2020 -Integrid⁴², EUniversal, CoordiNet, INTERRFACE, entre otros- también están explorando diferentes alternativas de diseño. Algunas plataformas de mercado local en funcionamiento, Piclo Flex, Enera, GOPACS y NODES, están demostrando las posibilidades de nuevos modelos de negocio en este ámbito.

⁴⁰ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd5890e1-894e-0a7a-21d9-fa22b6ec9da0>

⁴¹ <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

⁴² <https://integrid-h2020.eu/>



Piclo Flex es una plataforma de mercado que permite a los DSOs contratar la flexibilidad con anticipación y con un compromiso de largo plazo. Esta contratación a largo plazo es recomendable para incentivar nuevas inversiones en recursos que puedan proveer servicios de flexibilidad. Para que el mercado a largo plazo genere resultados eficientes debe haber suficientes participantes potenciales y un diseño adecuado del mismo.

Para una correcta gestión de los mercados de flexibilidad, podemos categorizarlos en función del **modelo de coordinación** entre los agentes que dependerá del impacto que tendrá el servicio de flexibilidad en la red y **la liquidez** que se espera en el mercado.

4.4.1. Modelos de coordinación de mercados de flexibilidad

Para diseñar los mecanismos de mercado para la adquisición de flexibilidad, es necesario definir previamente un esquema de coordinación entre todos agentes (TSO/DSO/FSP) según los aspectos definidos anteriormente.

4.4.1.1. Coordinación TSO-DSO

Distintos proyectos europeos han propuesto diversos esquemas de coordinación para la compra y activación de servicios de flexibilidad: SmartNet⁴³, CoordiNet, INTERFACE, el “*Active System Management*” informe conjunto de operadores de red europeos⁴⁴, entre otros.

El proyecto CoordiNet redefine los modelos de coordinación que se definieron en SmartNet y propone los siguientes modelos de coordina-

ción que se presentan en la Ilustración 3.

Modelo de “mercado local” cuando las necesidades de flexibilidad son locales y con un impacto limitado o nulo en la red de transporte.

Los modelos de “mercado central” suponen que los servicios de flexibilidad se adquieren únicamente por el TSO para resolver las necesidades centrales de flexibilidad como puede ser los servicios de balance o control de frecuencia.

En los modelos de “mercado común”, TSO y DSOs adquieren flexibilidad en un solo mercado para suplir sus necesidades como podría ser el caso de restricciones técnicas en sus redes. Cuando la activación de flexibilidad por parte del TSO y el DSO puede tener en las redes gestionadas por el otro, un mercado común donde se considere estas interacciones sería la opción más adecuada.

El Modelo de “mercado multinivel” se aplica cuando las necesidades locales y centrales se resuelven combinando los mercados separados locales y centrales anteriores, permitiendo al TSO enviar consignas de activación al DER. Si el TSO no puede enviar directamente estas consignas a los recursos conectados a la red de distribución, se propone el modelo de “mercado fragmentado alternativo”.

El llamado modelo de “mercado integrado”, permite que no solo los TSO y DSOs puedan acceder a la flexibilidad, sino que tanto los TSO, los DSO y agentes de mercado, obtengan conjuntamente flexibilidad. Este tipo de mercado sería como una plataforma conjunta donde tanto agentes regulados (TSO y DSO) como los BRP u otros agentes de mercado podría comprar flexibilidad.

En el modelo de “mercado distribuido”, los pares (*peer-to-peer*) son los únicos compradores (y proveedores) en el mercado. En este mercado el rol de los DSOs y TSO en teoría es limitado y se debe de señalar las zonas de restricciones.

⁴³ <http://smartnet-project.eu/>

⁴⁴ https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/2019/04/TSO-DSO_ASM_2019_190304.pdf



4.4.1.2. Coordinación OM-DSO

El Operador de Mercado (OM) podría gestionar mercados locales de flexibilidad. Precisamente, existe una interacción entre los mercados mayoristas y los mercados locales de flexibilidad. Actualmente existen en Europa plataformas independientes que gestionan los mercados locales como pueden ser NODES, Piclo, GOPACS, entre otros.

El proyecto IREMEL (siglas de Integración de Recursos energéticos a través de Mercados Locales de electricidad), ha nacido para estudiar la implantación de mercados eléctricos locales que presten los servicios de flexibilidad y tras su finalización se espera que gran parte de los interrogantes descritos queden resueltos y permitan por tanto establecer un punto de partida para la gestión de la flexibilidad en el ámbito de las redes de distribución en España.

En el caso concreto del proyecto **IREMEL**, la contratación y liquidación de los mercados se propone que se realice a través del operador del mercado OMIE, garantizando la competencia entre los distintos DER.

A continuación se detalla la propuesta de funciones de coordinación definida dentro del paraguas del proyecto IREMEL⁴⁶:

- Pre-cualificación: función por la que una DER es habilitada por el DSO para participar en sus los mercados de flexibilidad, previa validación del cumplimiento de requisitos técnicos, operativos y legales por parte de la DER. La validación se hace por parte del:
 - DSO con la unidad a nivel técnico
 - OM a nivel económico/administrativo

OM y DSO intercambian los resultados de las validaciones. Si ambas son positivas, dicha unidad puede participar en los mercados que organice el DSO.

- Casación mercado / contratación. El DSO comunica al OM la necesidad y el ámbito de usuarios que pueden participar en el mercado. El OM procede a la recepción de ofertas (volumen de energía y precio)

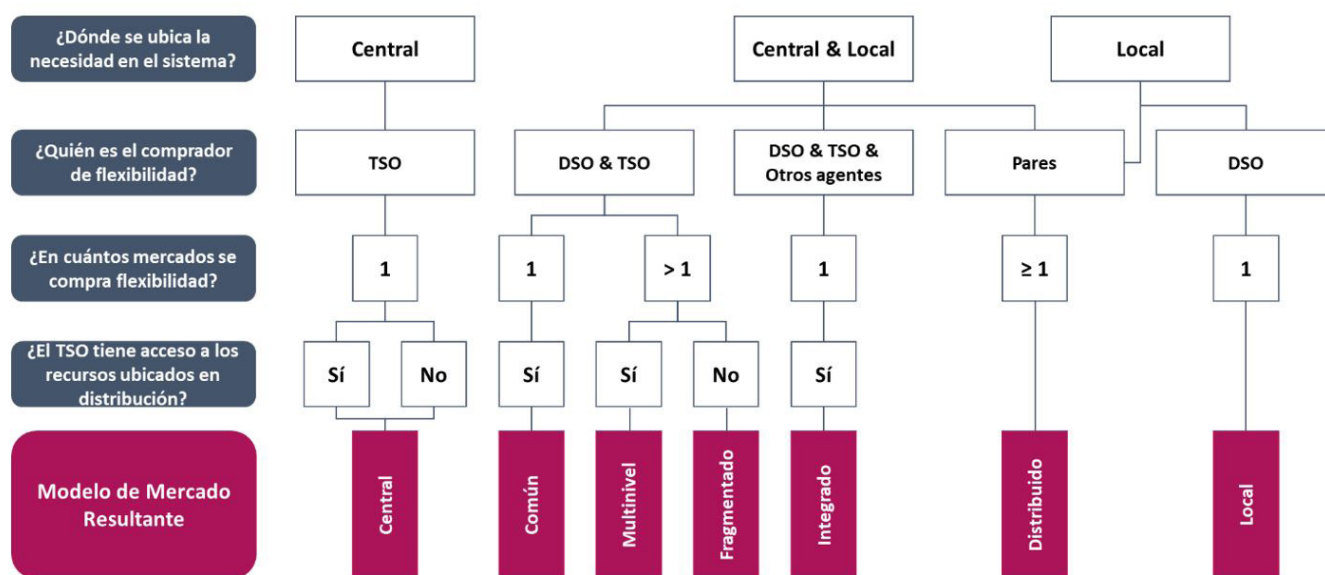


Ilustración 3 Modelos de coordinación TSO-DSO definidos en el proyecto CoordiNet. Fuente: CoordiNet Entregable 1.3.⁴⁵

⁴⁵ <https://coordinet-project.eu/publications/deliverables>

⁴⁶ Iniciativa lanzada por IDAE y OMIE



priorizadas que son trasladadas al DSO. El DSO valida la viabilidad técnico-económica de la solución. Si es válida, se procede a dar firmeza a las ofertas contratadas por parte del OM. Si no es válida, el DSO justificará al OM el motivo.

- Activación de flexibilidad. La activación de la flexibilidad se realiza directamente entre el DSO y las DER, ya sea mediante agregadores o directamente. La activación se notifica al OM a nivel informativo.
- Verificación de ejecución. El DSO calcula y obtiene la curva de línea base de las unidades de oferta contratadas de acuerdo con el procedimiento normalizado que establezca para esta operación (normativa de medición y verificación) y mide la diferencia con la curva real, es decir, la flexibilidad activada. Ambas informaciones se trasladarán al OM, quien procederá a la liquidación económica.
- Liquidación económica. El OM realizará la liquidación económica en función de la activación de las unidades de oferta y los contratos establecidos (prima o penalización) y lo comunicará a las unidades de oferta y al DSO.

4.4.1.3. Coordinación DSO-DSO

Este tipo de coordinación es adicional al señalado anteriormente entre TSO y DSOS. Esta coordinación se da entre DSOs conectados únicamente a otros DSOs. En el proyecto CoordiNet la coordinación DSO-DSO se realiza en el demostrador sueco, el principio utilizado es dar prioridad a la resolución de problemas de congestiones en la red local, luego en la red regional y finalmente, las ofertas restantes se envían al mercado de balance sueco que a su vez está integrado en el mercado nórdico.

Esta integración de múltiples mercados es posible porque se utiliza el mismo servicio.

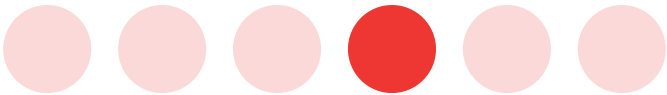
El caso de coordinación es para un DSO dentro de otro DSO. En este caso, el DSO pequeño gestionará sus mercados de flexibilidad y, en el caso que tengan afección al punto de conexión, informará y validará con el DSO superior la viabilidad de la solución de flexibilidad.

Este caso debe ser coherente con la coordinación TSO-DSO.

4.4.1.4. Coordinación DSO-agregador

En el proyecto CoordiNet se están analizando las funciones que desempeñan los agregadores y su relación con los DSOs y otros agentes como comercializadores. Específicamente las funciones en las que los agregadores se coordinan con los DSOs para la venta de servicios de flexibilidad son las siguientes:

1. Realizar los trámites necesarios para la precualificación de los FSPs los que representa y cumplir con los requisitos técnicos exigidos.
2. Recepción de necesidades por parte de los DSOs o información sobre las limitaciones en la red.
3. Envío de ofertas de flexibilidad de FSP y, en determinados casos, el cálculo de “baseline” o base sobre el cual se calcula el perfil de los FSP para proveer flexibilidad.
4. Monitorizar FSP y ejecutar las órdenes de la activación de los mismos.
5. Realización de la liquidación por la prestación de servicios.



4.4.2. Liquidez del mercado

En el desarrollo de mercados, se pueden distinguir tres situaciones, dentro de las cuales la política de precios y los tiempos de adquisición de flexibilidad pueden ir variando. Los mercados pueden evolucionar según la liquidez, aunque puede darse el caso de mercados de baja liquidez que no evolucionen debido a topologías particulares de red restrictivas (radiales), o modelos de negocio que no sean rentables, entre otras circunstancias.

En los casos de baja liquidez será necesario implementar mecanismos para la contratación de servicios de flexibilidad de forma transparente y eficiente. A continuación, se detallan los tipos de fijación de precios y contratación según los escenarios de liquidez esperada:

En todos los tipos de contratación anteriores, siempre se pueden dar situaciones de escasa liquidez que podrían resultar en escenarios de baja competencia por parte de los FSP. Como solución, en el diseño de estos mercados se podrían establecer precios basados en una evaluación preliminar de costes por el regulador y teniendo como referencia los costes asociados a soluciones tradicionales. Sin em-

bargo, existe una asimetría de información entre los FSP y el regulador. Para casos donde la liquidez es limitada y donde los costes de los FSP pueden ser monitorizados, se podría establecer una remuneración basada en el reconocimiento de costes. Este mecanismo está en funcionamiento para las unidades de generación en Alemania para solucionar congestiones en las redes⁴⁷. Sin embargo, esta alternativa es compleja para unidades de demanda o almacenamiento donde sus costes están basados en gran parte por costes de oportunidad.

En última instancia, cuando la participación en el mercado de flexibilidad sea nula o bien los costes y el tiempo ofertado exceda de lo razonable, los DSOs podrán poner a disposición los servicios de flexibilidad que aporten las baterías en su propiedad, siempre y cuando se cumpla con todos los requisitos que indica la DE en su artículo 34.

Esta misma situación podría ocurrir en zonas de red donde el grado de monitorización de la red gestionada por los DSOs no es suficiente para implementar mecanismos de mercado.

Escenarios	Fijación de precios	Tiempos de contratación
Baja liquidez	Precios fijos de flexibilidad para incentivar el desarrollo del mercado y evitar costes elevados debidos a un potencial de ejercicio de poder de mercado.	Contratación a largo plazo.
Media liquidez	Precios fijados por el mercado.	Contratación a medio plazo.
Gran liquidez	Precios fijados por el mercado.	Contratación a corto plazo.

Tabla 5. Tipos de contratación según escenarios de liquidez.

⁴⁷ https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/future-redispatch-procurement-in-germany.pdf?__blob=publicationFile&v=2



Adicionalmente se puede establecer una relación entre la fórmula de pago de la flexibilidad y el tipo de necesidad (servicio) demandado. El pago de la flexibilidad se puede realizar en el momento de la contratación de reserva de capacidad y en el momento de la activación. Se pueden establecer tres tipos de mecanismos como se muestra en la Tabla 6. Nótese que la tabla solo muestra el tipo de incentivos respecto a la certidumbre de la contratación, pero la decisión final dependerá de otras consideraciones como las que se han descrito anteriormente.

CASO DE USO

A continuación se describe el caso concreto de definición de Mercado de flexibilidad según el proyecto IREMEL⁴⁸.

En IREMEL, OMIE define el modelo de funcionamiento de los mercados de electricidad para los proyectos demostrativos. En los mercados locales se distinguen los mercados de carácter global y los mercados de flexibilidad.

En los mercados globales están aquellos definidos en el ámbito europeo e ibérico y que permiten la negociación de la energía entre

agentes localizados en diferentes puntos de la red, sin tener en cuenta su posición en la red. En los mercados de flexibilidad, la situación de la red condiciona los intercambios de energía y, por lo tanto, la negociación puede ser promovida o restringida por el DSO. En estos mercados se podrán negociar servicios de energía o servicios de flexibilidad. Un servicio de energía se refiere a transacción de potencia activa sin tener en cuenta limitaciones de red o requerimientos de control de frecuencia. Un servicio de flexibilidad como se ha definido en la sección 2, puede utilizarse para realizar modificaciones respecto a los programas de energía debido a limitaciones técnicas (servicios para el TSO o DSOs) como para corregir desvíos de los BRPs.

Entre los mercados de carácter global aparecen tres situaciones: la participación directa en los mercados existentes (diario, intradiario con subastas e intradiario continuo), para redes no congestionadas, o con las limitaciones del TSO/DSO en una situación de redes potencialmente congestionadas.

Por el contrario, los mercados de flexibilidad son los diseñados para permitir a los DSO re-

Certidumbre de la necesidad	Tiempos	Incentivo económico (contratación de capacidad)	Incentivo económico (activación)
Cierta La necesidad está determinada con gran certidumbre.	Largo plazo (planificación) con gran garantía en la obtención de flexibilidad.	Alto	Medio
Dinámico La necesidad se puede prever.	Medio plazo (pre-operación)	Bajo	Alto
Incierta La necesidad es incierta.	Corto plazo (operación), en el caso de reposición de una falta.	Ninguno	Muy alto

Tabla 6. Remuneración de capacidad y activación en los mecanismos de contratación de flexibilidad.

⁴⁸ https://www.omie.es/sites/default/files/2019-12/modelo_de_funcionamiento_mercados_locales_electricidad_v2_0.pdf



solver problemas en sus redes, mediante la participación de las DER conectadas a sus redes. Estos mercados funcionan hasta 1 hora antes del momento del suministro, siendo el control dentro de la hora de suministro gestionado por los procesos de servicios complementarios. Existen dos tipos, los servicios locales (como mercado continuo o subasta), para congestiones coyunturales y los servicios de flexibilidad para congestiones estructurales de la red de distribución. En los servicios de flexibilidad se realiza una contratación en la que se acuerdan una serie de activaciones futuras a cambio de una retribución en el momento de la contratación. Este mecanismo es el que permitirá al DSO diferir inversiones en red. Existen dos modalidades de contratación, la directa de la disponibilidad de potencia o un compromiso que los recursos participen con una capacidad determinada para proveer servicios locales cuando se convoquen los mercados de flexibilidad.

Finalmente se particulariza la opción de sistemas o zonas aisladas, en los que no aplican los mercados de carácter global, y el servicio local puede extenderse a toda la extensión del sistema aislado.

Si bien el modelo establece un mínimo de participación en el mercado de 0.1MWh y base de negociación horaria, se abre la posibilidad de ir a cantidades de energía menores, debido al carácter local y a periodos de 15 minutos (esto último para sistemas aislados).



5. Marco normativo y regulatorio

FutuRed



La implementación de la flexibilidad por parte de los DSOs está reconocida en la regulación europea. Concretamente, el RE 2019/943 detalla entre las funciones de los DSO que deberán “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”. Asimismo, la DE 2019/944 establece que los DSOs adquirirán servicios mediante mecanismos de mercado a partir de recursos como la generación distribuida, la respuesta a la demanda o el almacenamiento, como alternativa a la expansión de la red.

La implementación de los mercados de flexibilidad para los DSOs requiere importantes cambios normativos, entre ellos:

- **Armonización europea para integrar los mercados de flexibilidad para los DSOs en los actuales mercados eléctricos europeos** (mercado mayorista, mercados de balance, etc.). En este momento está en discusión el desarrollo de un nuevo Código de Red Europeo sobre flexibilidad.
- **Transposición de la Directiva Europea 2019/944** que permita al **DSO** comprar activos de flexibilidad como alternativa a la expansión de redes.
- **Revisar los criterios de funcionamiento y seguridad de la red de distribución** para unificar y establecer criterios de N-1, congestiones, etc.
- **Revisar el diseño del desarrollo de red de distribución** para considerar la adquisición de flexibilidad como una nueva alternativa a mayores inversiones en capacidad de red.

- **Desarrollar el marco retributivo** de los DSOs para considerar e incentivar la adquisición de servicios de flexibilidad. La incorporación de flexibilidad exige un marco retributivo que promueva el uso de los servicios de flexibilidad, pero también reconozca los costes incurridos por los DSOs y los costes evitados con estas soluciones para incentivarlas correctamente.
- **Evolucionar el actual esquema de coordinación entre DSOs y TSO** para coordinar las adquisiciones de flexibilidad del TSO-DSO y evitar, por ejemplo, conflictos en las activaciones de los FSPs.
- **Definir un esquema de coordinación entre los DSOs y los agentes de mercado**, entre ellos los agregadores.
- **Definir aspectos operativos asociados a los mercados de flexibilidad** como los procesos de habilitación de FSP, intercambios de información en tiempo real TSO-DSO-FSP, envío de consignas del DSO, etc.

En esta sección se profundiza en casos particulares para ilustrar los problemas señalados anteriormente.

a) Criterios de funcionamiento y seguridad de la red de distribución

En la actualidad no existe una normativa para las redes de distribución análoga al actual P.O. 1.1 *Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico que definen los criterios de funcionamiento normal y de emergencia.* En dicho P.O. se regulan aspectos como: estados de funcionamiento del sistema eléctrico (normal, alerta, emergencia y reposición), criterios de seguridad, contingencias que deben considerarse (criterio N-1, fallo simultáneo de dos circuitos que comparten trazado o situaciones especiales).



En este sentido, el actual P.O.3.2 Restricciones técnicas considera como “*restricción técnica,*” *el incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.*

A modo orientativo, la Tabla 7 define los criterios de seguridad frente a contingencias del Operador del Sistema para la red de transporte:

Condiciones sin fallo.	La frecuencia sigue los valores de referencia de acuerdo con lo previsto en la normativa comunitaria de aplicación. No existen sobrecargas. Las tensiones siguen las consignas establecidas en los Procedimientos de Control de Tensión
Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.	No hay costes de mercado. No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15 por 100 y duración inferior a 20 minutos). Se admiten sobrecargas en transformadores de: - 10 por 100 en invierno (noviembre a marzo ambos inclusive). - 0 por 100 en el resto del año Tensiones comprendidas entre: - Nivel de 400kV: 380-435 kV. - Nivel de 220 kV: 205-245 kV.
Fallo de doble circuito, o grupo más línea.	No hay cortes de mercado. Se admite un 15 por 100 de sobrecarga en líneas. Se admiten sobrecargas en transformadores de: - 20 por 100 en invierno (noviembre a marzo ambos inclusive). - 10 por 100 en verano (junio, julio y agosto). - 15 por 100 en los restantes meses. Tensiones comprendidas entre: - Nivel de 400 kV: 375-435 kV. - Nivel de 2020 kV: 200-245 kV. No situación de riesgo de colapso de tensión

Tabla 7. Resumen de los criterios seguridad frente a contingencias definidos en el PO1.1.



b) Criterios de diseño de la red de distribución

Asociado al punto anterior, en la regulación nacional no están definidos unos criterios de diseño de la red de distribución. Es decir, no está definido si el DSO debe cumplir condiciones de N-1 y bajo qué condiciones. En consecuencia, el diseño de la red sigue los criterios particulares de cada empresa para disponer de un sistema fiable y seguro.

c) Modelo de retribución del DSO

El modelo de retribución de los DSO está definido en la circular 6/2019 de 5 de diciembre CNMC⁴⁹. En dicha circular se incluyen los ingresos por operación y mantenimiento, así como la retribución asociada a la inversión en nuevos activos y los proyectos demostrativos.

En España, el modelo de retribución vigente para los DSO no contempla la adquisición de servicios de flexibilidad a terceros ni incentiva su uso como alternativa a nuevas inversiones en red (CAPEX). En este sentido, es fundamental definir el reconocimiento razonable de los costes de adquisición de flexibilidad por parte de los DSOs, tal y como establece el Art. 32 de la Directiva (EU) 2019/944 para el mercado interior de la electricidad. El modelo retributivo debe dar un incentivo adecuado al DSO para optar por soluciones de flexibilidad a través de mecanismos de reparto de ahorros económicos obtenidos a través de estas soluciones. Como se detalló en la sección 0, a pesar de las limitaciones regulatorias existentes, se están desarrollando pilotos de flexibilidad utilizando nuevas tecnologías que permitirán a los DSOs operar de manera más flexible sus redes, bien sea con recursos de su propiedad como con recursos de terceros a través de mecanismos de adquisición de flexibilidad basados en mercado. Esto significa un reto res-

pecto a establecer un marco conceptual global para la toma de decisiones del DSO: inversiones tradicionales en activos de red, flexibilidad propia o de un tercero.

⁴⁹ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2782095_20.pdf

6. Conclusiones y principales recomendaciones para el desarrollo de mecanismos de flexibilidad para el DSO

FutuRed



Este documento analiza en detalle las motivaciones para incorporar mecanismos de flexibilidad en el diseño y operación las redes distribución. Este objetivo está motivado por la descarbonización de la generación mediante la penetración masiva de unidades de generación renovable conectadas a las redes de distribución y la electrificación de usos finales de energía (como los vehículos eléctricos y bombas de calor). En este sentido, la regulación europea en el paquete de Energía Limpia reconoce la potestad de los DSOs para adquirir flexibilidad.

En los apartados anteriores se describen las soluciones técnicas, tanto de recursos propios de los DSOs como de terceros que pueden proveer los servicios de flexibilidad. Sin embargo, la implementación de estas soluciones requiere un análisis multidimensional para definir la solución óptima y correspondiente desarrollo normativo. En este sentido, es fundamental identificar claramente las características técnicas de la restricción de red a resolver mediante el recurso de la flexibilidad, las características económicas y las barreras regulatorias a resolver.

Como se ha detallado anteriormente, las características eléctricas de la red donde se produce la restricción condicionan enormemente las posibles soluciones técnicas. Adicionalmente, es fundamental garantizar en todo momento la calidad de suministro, la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico.

A continuación, están identificadas las principales **características técnicas** que se deben considerar para definir correctamente una solución de flexibilidad:

1. Caracterización del problema: congestiones, control de tensiones, operación en isla.
2. Cuantificación de la necesidad: necesidades de flexibilidad (en MW, MVA), dirección (inyección o absorción de energía), tiempo y frecuencia del problema.
3. Características de la red implicada: nivel de tensión, configuración, explotación mallada o radial, etc.
4. Ámbito de localización de la necesidad en la red: necesidad generalizada o muy localizada. Características técnicas de los terceros conectados a la red implicada.
5. Predictibilidad: es predecible (problema estructural) o es difícil de predecir.
6. Horizonte temporal para la contratación de flexibilidad: planificación de la red, criterios de diseño de red y criterios de operación en tiempo real.
7. Nivel de coordinación entre las redes de transporte y distribución: analizar el grado de coordinación necesario entre TSO y DSOs o entre DSOs.
8. Tiempos de respuesta de los DER. Algunos DERs conectados a la red de distribución pueden proveer servicios de respuesta rápida como balance o servicios de respuesta más lenta como restricciones técnicas.
9. Grado de monitorización de la red. Es necesario monitorizar la red para tener mayor información de las necesidades de flexibilidad de la red.



Para la definición de una solución de flexibilidad que funcione correctamente desde el punto de vista económico, es necesario considerar los siguientes aspectos:

1. Nivel de estandarización de ciertos parámetros de los servicios de flexibilidad. La estandarización de servicios puede facilitar la habilitación de proveedores de flexibilidad y reducir barreras de entrada para participar en los mercados.
2. Liquidez. La liquidez del mercado está determinada por la cantidad de ofertas potenciales para proveer el servicio, lo que a su vez depende de la cantidad de participantes y de la flexibilidad que estos tienen para acudir a dicho mercado.
3. Costes de transacción. Estos se refieren a los costes para realizar las transacciones comerciales en el mercado correspondiente.
4. Barreras a la entrada y salida. Las barreras de entrada se pueden dar por atributos de los servicios (cantidades mínimas) o requisitos de comunicación, sistemas específicos para realizar las ofertas, etc. Las barreras de salida incluyen el coste de dejar de participar en un mercado en particular y la capacidad para aprovechar los sistemas o inversiones realizadas, para otros mercados u otros fines.
5. Acceso y disponibilidad de la información. La información (en lo que respecta a disponer de ella en cantidad suficiente y de forma no discriminatoria) es clave para lograr un adecuado funcionamiento de mercado. La información relevante debe estar disponible para todos los proveedores con la suficiente antelación para que los agentes puedan tomar sus decisiones.

6. Fases de la creación de mercados y esquemas de incentivos en función del tipo de necesidad (ver apartado 4.4).
7. Eficacia y eficiencia de los mecanismos de flexibilidad, para la aplicación concreta y los clientes que proveen los servicios.

De acuerdo con las características técnicas y económicas anteriores, existen diferentes soluciones para que el DSO pueda adquirir flexibilidad (como demanda). A continuación, se presentan diferentes recomendaciones:

- En aquellas situaciones donde exista un potencial impacto del servicio de flexibilidad sobre la red de transporte se aplicarán soluciones basadas en el **mercado común coordinado TSO-DSO**.
- A diferencia del caso anterior, en aquellas situaciones donde el potencial impacto del servicio de flexibilidad sobre la red de transporte sea menor, la solución ideal debe estar basada en el **diseño de mercados locales**.
- Siempre se priorizará la adquisición de servicios de flexibilidad mediante mecanismos de mercado. Sin embargo, en situaciones de baja liquidez, existen diferentes alternativas:
 - Usar productos de flexibilidad a largo plazo, por ejemplo, contratos bilaterales o subastas). Concretamente, para las necesidades de la red de **baja tensión** puede ser complicado disponer de un número elevado de ofertantes para resolver una restricción técnica. En consecuencia, los **contratos bilaterales o subastas a largo plazo** pueden ser herramientas de flexibilidad adecuadas.
 - Implementar un control de precios supervisados por el regulador.



Adicionalmente, existe un conjunto **recomendaciones regulatorias** necesarias para que los DSOs puedan utilizar la flexibilidad de los recursos distribuidos, complementando las actuales opciones de diseño y operación. Para que esto sea una realidad es necesario:

- Implementación en la regulación nacional del artículo 32 de la Directiva Europea 2019/944 que permita a los DSOs adquirir y activar servicios de flexibilidad y el desarrollo de procedimientos de operación para resolver las restricciones técnicas en la red más frecuentes. En estos procedimientos se deberá especificar aquellos servicios que puedan ser provistos por recursos de flexibilidad. Además, establecer criterios homogéneos de diseño y operación que incorporen opciones de flexibilidad y permitan su valoración en comparación con inversiones y operación tradicionales.
- Regulación de las relaciones entre estos nuevos mecanismos de flexibilidad con los mecanismos existentes (mercados actuales y procedimientos de operación). En particular es necesario resolver la interacción entre nuevos mecanismos de flexibilidad y los mercados ya existentes: el mercado diario, el intradiario, los mercados de balance y las liquidaciones de desvíos de energía.

- Integración de los criterios de acceso y conexión y los diferentes mecanismos de flexibilidad.
- Revisión del marco retributivo de los DSOs para desarrollar incentivos para la adopción de servicios de flexibilidad e incentive un desarrollo eficiente de la red. Estos incentivos deben permitir al DSO compensar parte del ahorro que supone la flexibilidad al conjunto del sistema. Asimismo, debe adaptarse la normativa para que el DSO pueda operar en este mercado y que dicha operación sea reconocida en la metodología retributiva de la actividad. La regulación debe otorgar al DSO la posibilidad de contemplar la flexibilidad como un recurso más en sus planes de inversión.

Basado en los resultados de los proyectos de demostración que están en marcha y propuestas a desarrollar se podrán dar recomendaciones específicas y respuesta a los aspectos anteriormente señalados.



Anexo 1: Servicios de flexibilidad en Reino Unido

A finales de 2018 los DSOs del Reino Unido lanzaron conjuntamente un proyecto cuyo objetivo era verificar la disponibilidad del mercado para ofrecer servicios de flexibilidad. Este es un modelo que puede ser una referencia sobre aspectos de diseño de cómo incluir la contratación de flexibilidad como parte de las actividades de las empresas distribuidoras. Desde entonces, un total de seis DSOs han puesto en el mercado un total de cuatro servicios de flexibilidad:

1. Sustain – Servicio de apoyo al sistema en condiciones normales de operación de red.
2. Secure – Servicio de apoyo al sistema cuando los márgenes de seguridad han sido agotados.
3. Dynamic – Servicio de apoyo al sistema cuando se ha producido un fallo en algún elemento.
4. Restore – Servicio de apoyo al sistema cuando se requiere efectuar una reposición de servicio.

SPEN, uno de los DSOs, ha lanzado una convocatoria demandando un servicio de potencia y energía reactivas. Las previsiones para 2020 son que el total de DSOs lanzarán peticiones de servicios de flexibilidad por un total de 1900 MW.

Para firmar un contrato de flexibilidad, los DSOs han desarrollado los procedimientos de comparación del valor aportado por cada oferta recibida frente a la alternativa de refuerzo tradicional de red.

Para agilizar y optimizar el proceso de contratación y operación de los servicios de flexibilidad, existen dos plataformas actualmente en servicio: Picloflex; para la publicación de requerimientos y verificación de ofertas y FlexiblePower API para la automatización del despacho y liquidación de los servicios.

Anexo 2: Mapa tecnológico de flexibilidad

Este anexo incluye información sobre los elementos tecnológicos necesarios para la ejecución de la flexibilidad. Para cada eslabón de la cadena de flexibilidad, se indican que soluciones existen en el mercado, junto con su grado de madurez y ámbito de aplicación

Función principal		Solución	Grado madurez	Ámbito	Comentario
Operador del mercado: recepción de ofertas, casación, liquidación		Solución de OMIE	En desarrollo		Se desarrollará en el proyecto IREMEL
		PICLO	En comercialización	Reino Unido, Eslovenia	Enfocado en mercados de largo plazo: https://piclo.energy/
		NODES	En comercialización	Noruega, Reino Unido	Enfocado en mercados de corto plazo: https://nodesmarket.com/
		CENTRICA	En comercialización	Reino Unido	https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market
		Smarthet	Desarrollado TRL 5	España	Plataforma de casación de un mercado local de congestión para agregadores.
		UP. Comillas	En desarrollo	España	Plataforma de planificación de redes de distribución con opciones de flexibilidad.
DSO planificación		OpusOne			Están trabajando en algunos temas, además de CIM, para la red de distribución. Este esfuerzo ya se ha hecho desde ENSTOE para transmisión. https://www.opusonesolutions.com/
		Herramienta para la ubicación STATCOM	En desarrollo		Herramienta para la ubicación óptima, desde el punto de vista técnico y económico, de un STATCOM en una red de distribución de baja tensión. Esta herramienta software, aún en desarrollo, permitirá evaluar desequilibrios y otros problemas de la red y ubicar un STATCOM en la misma de forma que se reduzcan o eliminen estos problemas.
		Fundación CIRCE			
		FlexPlan, proyecto H2020 (EU) en el que participa TECNALIA	En desarrollo	Reino Unido	Se desarrollan tanto una metodología como una herramienta de planificación de red, con las siguientes características novedosas principales: optimización conjunta de varios horizontes temporales; consideración del impacto ambiental en el proceso de optimización; consideración de recursos como el almacenamiento y la gestión de la demanda como tecnologías candidatas a la extensión de la red; herramienta de reprocesado de candidatos de flexibilidad que realiza una preselección, con el fin de que la optimización se realice de manera más sencilla. www.flexplan-project.eu
		Turning Tables ADAION	En desarrollo. Fase de pilotos comerciales		Herramienta de la plataforma modular ADAION, que proporciona soporte para la planificación de la red, permitiendo una analítica profunda del estado de la red (estadísticas sobre distintos tipos de alertas y congestiones por zonas, etc); el uso de flexibilidad a través de DERs para evitar actualizaciones de la red; actualizaciones de la capacidad nodal, etc.
			En desarrollo		Además del solver de ADAION, incluye Digital Twin de la red de distribución y una plataforma propia de IoT. https://adaion.energy/
DSO pre-operación: determinación de necesidades		Detector de estados de la red			Proyecto PARITY-Semáforo: Herramienta para la detección de estados de la red. Esta herramienta software, aún en desarrollo, permitirá evaluar en distintos horizontes temporales (daya head, intraday o near real-time) el estado de la red. Esto se traduce en prever, en base a inputs facilitados por sensores y Smart Meters distribuidos por la red o resultados de mercados locales de flexibilidad u otros, la aparición de problemas en la red (congestiones y/o variaciones de tensión) y su clasificación en función de su gravedad. Esta identificación y clasificación será un input para otras herramientas.
		Fundación CIRCE			Proyecto FLEXIGRID: Adaptación de los algoritmos para redes de media tensión
		Plataforma DSO e-distribución	En desarrollo. Versión alpha implementada en el proyecto Coordinated		Proyecto Coordinated. Plataforma con monitorización avanzada de red, algoritmos de inteligencia artificial para la previsión del estado de la red a un día vista, módulos de previsión un día vista de necesidades de activación de mercados locales para el control de tensiones o congestiones, así como interacción con los FSP y operación en tiempo real de los elementos flexibles en la red. Gestión activa de la interconexión con el DSO.
		Turning Tables. ADAION Flex Grid	En desarrollo. Fase de pilotos comerciales		La herramienta FlexGrid, de la plataforma ADAION, predice congestiones y problemas de rendimiento de la red a partir de distintas fuentes de datos). Además, proporciona soluciones a esos problemas de congestión basándose en los DERs locales. Incorpora, capacidades analíticas relacionadas con la evaluación de su propia precisión para predecir y resolver congestiones, la flexibilidad disponible frente a la requerida, así como una calificación de la respuesta DER. Permite auditar las soluciones de flexibilidad aplicadas en la red y analizar el resultado final. https://adaion.energy/
					Incorpora registro de flexibilidad para el acceso estandarizado de distintos tipos de DER y la pre-qualificación y coordinación por parte de DSOs y OMI.
		ANM tool	En desarrollo		Proyecto PARITY. Herramienta para la operación de la red en tiempo real o cercano al tiempo real. Esta herramienta software, aún en desarrollo, permitirá calcular consignas de operación para elementos distribuidos en una red y así evitar o reducir problemas (congestiones o variaciones de tensión) que se esperan. Inputs para esta herramienta serán datos de operación, sensores y Smart Meters distribuidos por la red y un listado y clasificación de posibles problemas en la red.
		Fundación CIRCE			Proyecto FLEXIGRID. Adaptación de los algoritmos para redes de media tensión

Función principal	Solución	Grado madurez	Ámbito	Comentario
Agregador	Stemly	En comercialización	En UK para clientes residenciales	https://www.stemlyenergy.com/
	Siemens	En comercialización		
	ONE	En comercialización	Algoritmos de agregación	https://ournewenergy.com/
	NETfficient project	Proyecto finalizado	Borkum (Alemania)	http://netfficient-project.eu - NETfficient: "Energy and economic efficiency for today's smart communities through integrated multi storage technologies". Call: H2020-LCE-2014-3.
	ISLANDER project	Proyecto: 2020-2024	Borkum (Alemania)	ISLANDER : Borkum - Towards a fully decarbonised, smart island. Call: LC-SC3-ES4-2020.
	TECNALIA	En desarrollo		Herramienta de agregación para la participación de recursos conectados a la red de distribución en mercados de energía y servicios complementarios. La herramienta permite estimar la flexibilidad de recursos de demanda, almacenamiento y generación de pequeño tamaño y genera ofertas para los mercados de energía y servicios complementarios (balance, congestiones). Estas ofertas están optimizadas para obtener el máximo beneficio (mínimo coste). La herramienta es capaz también de desagregar las ofertas casadas y enviar las consignas de actuación a los recursos distribuidos para cumplir con las asignaciones de mercado.
	Kaluza	En comercialización	Reino Unido	https://www.kaluza.com/
	NEMOCS	En comercialización	Alemania	https://www.next-kraftwerke.com/
	Autogrid	En comercialización	USA	https://www.auto-grid.com/
	Kiplo	En comercialización	Portugal	https://www.vps.energy/
VPP (agregación de generación)	Statkraft Unity	En comercialización	Europa (head-quart - Noruega)	https://www.statkraft.com/what-we-offer/energy-flexibility-management/virtual-power-plants/
	Geli	En comercialización	USA	https://geli.net/ Autoconsumo solar doméstico
	SwitchDin	En comercialización	Australia	https://www.switchdin.com/
	cVPP	Proyecto H2020	Países Bajos, Bélgica e Irlanda	https://www.nweurope.eu/projects/project-search/cvpp-community-based-virtual-power-plant/
	Karit	En comercialización	Australia	https://karitpower.com/
	CITCEA-UPC	Prototipos funcionales validados en pilotos de proyectos	Europa	Algoritmos para optimización de edificios y viviendas con generación propia, baterías estacionarias, vehículos eléctricos y cargas gestionables. Compatibles con plataformas en la nube o sistemas embebidos.
Sensores / actuadores	TECNALIA	En fase de diseño		Sistema de gestión de energía para comunidades basado en tecnologías de intercambio de energía peer to peer. El sistema de gestión permite optimizar el coste de adquisición y venta de energía de cada prosumidor en la comunidad energética. Además, se fomenta el autoconsumo compartido reduciendo la dependencia de la red principal. El sistema de gestión es capaz también de ofrecer servicios a los operadores de red (por ejemplo: evitar congestiones).
Comunidades energéticas	IREC	En desarrollo		Proyecto Geidi: Sistema de gestión de energía para comunidades energéticas considerando la maximización del uso de los recursos compartidos, la minimización de las emisiones y considerando potenciales servicios a red de flexibilidad en caso de excedentes. Integración de elementos como carga de VE, almacenaje y bombas de calor.
	Flexidao	Mercado	Europa	Start-up apoyada por REE. Permite la trazabilidad de la generación que se vende. https://www.flexidao.com/

Funcionalidad	Solución	Grado madurez	Ámbito	Comentario
Agregadores almacenamiento	AMPERIA	I+D+i	España	https://ampere-energy.com/es/vpp
	SONNEN	En servicio	Reino Unido y Alemania	En UK de la mano de CENTRICA
	CENTRICA FLEXPOND	En comercialización	Reino Unido	Plataforma IoT de optimización de gestión de la demanda para crear VPP https://www.centricabusinessolutions.com/energy-solutions/products/flexpond-optimisation-platform
	IREC	En desarrollo	UE	Plataforma cloud de gestión de la agregación de VE para servicios a red. Considerando políticas de Smart charge y de Vehicle-to-Grid.
Control BEMS/HEMS Local	Energy Box (Fundación CIRCE / ENDESA)	En Desarrollo TRL-7	España	La energy box es un sistema integrado de solución de sistemas locales de energía en entornos residenciales e industriales, con alta conectividad y capacidad de cálculo distribuido, para optimizar de forma autónoma los elementos que a ella están conectados. La Energy Box pretende: • Reducir equipamiento y costes de instalación que provendrían de la integración de distintas tecnologías de comunicación. • Dotar de una solución de control eficiente y universal, que sea modular y replicable, a cualquier tipo de entorno residencial e industrial. • Dotar de flexibilidad y escalabilidad al control de los dispositivos de potencia lo más cerca posible del tiempo real, y permitir la gestión centralizada o distribuida de micro-redes. • Facilitar la introducción de energías renovables, aplicaciones V2H y almacenamiento mediante una correcta gestión de la energía El SCADA para gestión y operación de microrredes es una solución software que puede ejecutarse en diferentes soluciones hardware, capaz de monitorizar y gestionar en tiempo real una microrred con generación eólica, fotovoltaica y almacenamiento, además de responder a consignas de sistemas remotos. Está pensado para ser operado por parte del DSO, y cuyo diseño puede dividirse en tres apartados: • Control de los dispositivos de campo, con monitorización en tiempo real y posibilidad de actuar sobre ellos desde una plataforma remota. • Almacenamientos de los datos del sistema en una base de datos para su posterior tratamiento en algoritmos de optimización y predicción de generación y demanda. • Interfaz para visualización de datos, adaptado a las necesidades del DSO y separado en diferentes ventanas que muestren resúmenes, históricos, KPIs, y demás información útil para el operario. EnergyBox es un EMS basado en técnicas avanzadas de optimización e inteligencia artificial que permite la gestión de sistemas locales de energía con elementos como bombas de calor, otras demandas eléctricas gestionables, baterías eléctricas, puntos de recarga, generación renovable local. Es integrable en sistemas SCADA y otros sistemas comerciales, como sistemas de autoconsumo de SMA, Schneider, Fronius, etc. Instalado en diferentes entornos reales, como el edificio central de Nissan en Barcelona. En julio de 2020 se ha transferido la tecnología a la spin-off de IREC, Energieia SL para su comercialización.
	SCADA operación microrred Fundación CIRCE / ENDESA	En Desarrollo TRL-7		El SCADA para gestión y operación de microrredes es una solución software que puede ejecutarse en diferentes soluciones hardware, capaz de monitorizar y gestionar en tiempo real una microrred con generación eólica, fotovoltaica y almacenamiento, además de responder a consignas de sistemas remotos. Está pensado para ser operado por parte del DSO, y cuyo diseño puede dividirse en tres apartados: • Control de los dispositivos de campo, con monitorización en tiempo real y posibilidad de actuar sobre ellos desde una plataforma remota. • Almacenamientos de los datos del sistema en una base de datos para su posterior tratamiento en algoritmos de optimización y predicción de generación y demanda. • Interfaz para visualización de datos, adaptado a las necesidades del DSO y separado en diferentes ventanas que muestren resúmenes, históricos, KPIs, y demás información útil para el operario. EnergyBox es un EMS basado en técnicas avanzadas de optimización e inteligencia artificial que permite la gestión de sistemas locales de energía con elementos como bombas de calor, otras demandas eléctricas gestionables, baterías eléctricas, puntos de recarga, generación renovable local. Es integrable en sistemas SCADA y otros sistemas comerciales, como sistemas de autoconsumo de SMA, Schneider, Fronius, etc. Instalado en diferentes entornos reales, como el edificio central de Nissan en Barcelona. En julio de 2020 se ha transferido la tecnología a la spin-off de IREC, Energieia SL para su comercialización.
	Energy Box (IREC / Energieia SL)	En comercialización	UE	El SCADA para gestión y operación de microrredes es una solución software que puede ejecutarse en diferentes soluciones hardware, capaz de monitorizar y gestionar en tiempo real una microrred con generación eólica, fotovoltaica y almacenamiento, además de responder a consignas de sistemas remotos. Está pensado para ser operado por parte del DSO, y cuyo diseño puede dividirse en tres apartados: • Control de los dispositivos de campo, con monitorización en tiempo real y posibilidad de actuar sobre ellos desde una plataforma remota. • Almacenamientos de los datos del sistema en una base de datos para su posterior tratamiento en algoritmos de optimización y predicción de generación y demanda. • Interfaz para visualización de datos, adaptado a las necesidades del DSO y separado en diferentes ventanas que muestren resúmenes, históricos, KPIs, y demás información útil para el operario.
	SCADA operación microrred Fundación CIRCE / ENDESA	En Desarrollo TRL-7		El SCADA para gestión y operación de microrredes es una solución software que puede ejecutarse en diferentes soluciones hardware, capaz de monitorizar y gestionar en tiempo real una microrred con generación eólica, fotovoltaica y almacenamiento, además de responder a consignas de sistemas remotos. Está pensado para ser operado por parte del DSO, y cuyo diseño puede dividirse en tres apartados: • Control de los dispositivos de campo, con monitorización en tiempo real y posibilidad de actuar sobre ellos desde una plataforma remota. • Almacenamientos de los datos del sistema en una base de datos para su posterior tratamiento en algoritmos de optimización y predicción de generación y demanda. • Interfaz para visualización de datos, adaptado a las necesidades del DSO y separado en diferentes ventanas que muestren resúmenes, históricos, KPIs, y demás información útil para el operario.

Funcionalidad	Solución	Grado madurez	Ámbito	Comentario
Inversores inteligentes (control V y f)	ZIGOR: ZGR PCS GRID	En comercialización	Internacional	https://www.zigor.com/productos/almacenamiento/zgr-pcs-grid/ Dispone de avanzadas funciones de estabilización y regulación de la red: Control de frecuencia; Black-Start (modo isla); Reserva activa de energía; Control de tensión; Control de potencia activa / reactiva
	CITCEA-UPC	Prototipos funcionales validados en pilotos de proyectos H2020 (INVADE, ResolvId, Fever)	Europa	Además de poder colaborar en el control de V y f de la red, también pueden actuar como filtros activos, funcionar en isla, e incorporar almacenamiento en baterías de diferentes tecnologías
	4L-STATCOM	En desarrollo: TRL 7 ENDESA / Fundación CIRCE		El equipo 4L-STATCOM es un STATCOM paralelo para redes de baja tensión con una configuración de 4 hilos. Se caracteriza por proveer los siguientes servicios: • Compensación de potencia activa entre fases para la eliminación de los desequilibrios de consumos monofásicos. • Inyección de corriente reactiva para la regulación de tensión. • Implementación de técnicas LVRT. Compensación de armónicos de bajo orden.
	EV-OPTI	En desarrollo: TRL 7 Fundación CIRCE		EV-OPTI es un sistema modular BESS con capacidad de conectar módulos de baterías de distintas tecnologías/ fabricantes a través de un bus común, especialmente orientado al reaprovechamiento de baterías de segunda vida. Entre sus funcionalidades destacan: • Peak-shaving • Regulación de frecuencia P-f • Compensación de potencia reactiva; Regulación de tensión Q-V • Gestión de la demanda de energía de la subred. • Proveer calidad de red al sistema.
	FST	En desarrollo: TRL 4		Transformador de estado sólido para la interconexión de redes AC/AC, DC/AC y DC/DC. Adicionalmente provee los siguientes servicios: • Regulación de tensión en el secundario. • Regulación de frecuencia en el secundario. • Limitación del flujo de potencia. • Regeneración de la señal, eliminación de armónicos y desbalances. • Evita la transmisión de sub/sobretensiones y sub/sobrefrecuencias Configuración de perfiles de desconexión y reconexión.
	Cargador conductivo VE	En desarrollo: TRL 7 Fundación CIRCE		Cargador compacto rápido de vehículo eléctrico V2G. Con las siguientes funcionalidades: • Establecimiento de protocolos CHADEMO V1 y V2, y CCS COMBO. • Carga V2G, V2x. • Compensación/inyección de corriente reactiva. • Sistema modular para distintos niveles de potencia. • Consumo por fase independiente para equilibrar la red y darle estabilidad. Integración con sistemas Smart grids.
	Cargador WPT VE	En desarrollo TRL 6 Fundación CIRCE		Cargador WPT de vehículo eléctrico. Con las siguientes funcionalidades: • Carga estática, carga de oportunidad y dinámica. • Compensación/inyección de corriente reactiva. • Integración con sistemas Smart grids. Comunicación con BMS del VE.

Anexo 3: Mapa normativo para la flexibilidad

En este anexo se incluye la normativa de aplicación que sería necesario considerar y, en algunos casos, adaptar. Se identifican referencias en función del mecanismo de flexibilidad afectado.

Mecanismo	Normativa	Ámbito	Responsable
Acceso y conexión: Códigos de red de conexión de instalaciones de demanda y generación	Reglamento (UE) 2016/631 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (Reglamento RfG) Reglamento (UE) 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (Reglamento DCC) Reglamento (UE) 2016/1447 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de AT en DC (Reglamento HVDC) Real Decreto 647/2020 Orden Ministerial TED/749/2020	UE	REE/TSO y DSOs
Planificación: Requerimiento para los DSOs de implementar mecanismos de flexibilidad en su planificación	Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019	UE	Pendiente de implementarse en España
Retribución: Incentivos para el uso de la flexibilidad en las redes de distribución y regulación de almacenamiento en distribución	Directiva Europea (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019	UE	Pendiente de implementarse en España
Acceso y conexión: Metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución	Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.	España	CNMC
Mercados eléctricos: Habilitación para los Servicios de Balance de unidades de Demanda y Generación conectadas a la Red de Distribución	Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).	UE	REE Implementado parcialmente Pendiente de aprobación de las modificaciones de los P.O.s: adaptación a las condiciones relativas al Balance, se permitirá a la pequeña demanda participar en los servicios de balance ⁵⁰ .
Función DSO Artículo 55. Tareas de los DSO: ... c) 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	Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.	UE	Pendiente de implementarse en España
Mercados eléctricos: Intercambio de información en tiempo real TSO-DSO-IMO	Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía	España	
Operación: Intercambio de información en tiempo real TSO-DSO-DER-Agregadores ⁵¹	Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) Methodology Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) on data exchange Resolución por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485 Futura Orden Ministerial de la implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485	España	CNMC y Ministerio

⁵⁰ Propuesta de POs para su adaptación a las Condiciones de Balance tras la consulta pública del OS, disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>

⁵¹ En el ámbito del Reglamento (UE) 2017/1485, las DER se conocen como Usuarios Significativos de Red (USR o SGU)

Mecanismo	Normativa	Ámbito	Responsable
Acceso y conexión: Metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución	Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.	España	Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. Pendiente de aprobación.
Medida: Comunicación con equipos de medida/control DSO/ usuarios significativo de la red	Real Decreto 2018/1997 Orden TEC/1281/2019 Real Decreto 1110/2007	España	CNMC
Funciones de los DSO	Ley 24/2013 del Sector Eléctrico	España	DSOs
Mercado: Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y procedimientos de operación 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4	Resolución de 10 de octubre de 2019	España	CNMC
Operación: Procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte"	Resolución de 10 de marzo de 2000	España	CNMC
Operación: Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance	Resolución de 11 de diciembre de 2019	España	CNMC
Retribución: Regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.	Real Decreto 413/2014	España	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
Retribución: Metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad	Circular 3/2020	España	CNMC
Retribución: Metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica	Circular 6/2019	España	CNMC

Anexo 4: Mapa demostrativo

En este anexo se incluye información resumida de los distintos demostradores realizados en España en función del mecanismo ensayado y las especificidades de la demostración.

Mecanismo	Características del demostrador	Proyecto-Líder	Fechas
Mercado para congestiones en planificación. DSO-IMO-TSO. UFD e i-DE	Varias instalaciones de consumo y generación de clientes en Murcia, en el área de Madrid, San Agustín de Guadalix y Corredor del Henares.	OneNet – Fraunhofer	Oct-2020 a Oct-2023
Mercado restricciones TSO-DSO. Submodelo: Plataforma local- DSO. E-di, i-DE	Albacete: 820 MW eólica, hidráulica, CHP. Murcia-Alicante: 100 MW demanda, CHP, baterías. Málaga: 15 MW edificios municipales. Cádiz: 100 MW eólica y solar.	CoordiNet / e-distribución	2019 - Junio 2020
Proyecto Almacenamiento I-DE	Demostrador Proyecto de investigación de Iberdrola para el análisis de las afección de los sistemas de almacenamiento en la red eléctrica. Principales características: Potencia: 250kVA. Energía: 270kWh. Aislamiento galvánico. Funcionalidades: - Regulación en Tensión. - Regulación en Frecuencia. - Desplazamiento de la demanda. - Black Start. - Integración/sincronización con otros sistemas de almacenamiento.	Campus de Iberdrola (San Agustín de Guadalix – Madrid)	Ejecutado por ZIGOR en 2018.
Proyecto Almacenamiento VIESGO	En comercialización Sistema de almacenamiento de Energía para garantizar el suministro de red en poblaciones aisladas. Principales características: Potencia: 250kVA. Energía: 232kWh. Aislamiento galvánico. Funcionalidades: - Aplanamiento de la demanda. - Desplazamiento de la demanda. - Regulación en Tensión. - Regulación en Frecuencia. - Desplazamiento de la demanda. - Black Start.	San Vicente del Monte (Valdáliga, Cantabria)	Ejecutado por ZIGOR en 2019.
Gestión de restricciones DSO - Agregador	Piloto en red de Estabanell y Pahisa Energia y Mercator como agregador. Cargas flexibles: baterías estacionarias, vehículos eléctricos y plantas industriales en el área de Les Riberes (Gerona).	FEVER (H2020) / Estabanell	Febrero 2020 – Julio 2023
Agregación en VPP	Detalles por concretar	POSITYF (H2020)	Junio 2020 – Mayo 2023
Batería centralizada para gestión de restricciones técnicas (DSO) y comercializador (BRP)	Batería de 200 kWh con inversor inteligente de 100 kW en CT en Granollers con unos 1500 clientes	INVADE (H2020) – Estabanell	Enero 2017 – Diciembre 2020
Modelo P2P	En TECNALIA participa en el proyecto ATELIER donde se prevé realizar una demostración de un sistema P2P	Barrio de Zorrozaurre en Bilbao	Fase preliminar
Aporte de estabilidad y compensación de la red de baja tensión	Granada: 4L-STATCOM de 35 kVA, 400 Vac	PARITY (H2020)	2022
Red híbrida DC/AC	Soria: SST de 300 kw, 400 Vac : 3 kVdc; baterías Pb 300 kW; baterías Li-ion 60 kW; minieólica 3,5 kW; y 15 kW fotovoltaica	TIGON (H2020)	2022-2023
Microrred y sistema de gestión	Terrasa: 10 kW baterías Li-ion; EV-OPTI; Energy box; 5 kW fotovoltaica	SUDOKET (H2020)	2019-2021
Mejora de operación de la red de baja y media tensión por parte de los DSOs mediante incremento de la observabilidad y controlabilidad de los equipos de CTs	Dos centros de transformación en el norte de España, uno de nuevo diseño con equipos inteligente, y otro antiguo al que se le proveerá de cierta inteligencia mediante retrofitting. También dispondrán de generación distribuida conectada directamente al CT.	FLEXIGRID (H2020)	2019-2023

Mecanismo	Características del demostrador	Proyecto-Líder	Fechas
Localización de faltas y Self Healing en redes de Media Tensión de Neutro Aislado.	Despliegue y pruebas de un sistema de localización de faltas y self-healing. A partir de dos enfoques complementarios, el primero se basa en el uso de técnicas avanzadas de estudios de reflectometría para inferir la distancia en magnitud hasta la falta, y un algoritmo encargado de determinar la sección de tramo a la vez que determina la secuencia de operación de los elementos de la red para la autocicatrización de la misma. El demo de estas soluciones se localiza en la región de Cantabria al norte de España, Primera fase de pruebas se realizará en la red de LUENA, para un posterior despliegue en la red de media tensión de Bretoña.	FLEXIGRID (H2020)	2021-2023
P2P	Revisión internacional de modelos P2P	Varios proyectos: https://www.researchgate.net/publication/331132171_P2P_electricity_market_platforms	En desarrollo e implementados.