



Brain 2 Power

Planificación y gestión automatizada con IA de infraestructuras energéticas (Virtual Power Plant) para testeo y validación de nuevos modelos de negocio en la transición energética focalizados en la flexibilidad y mercados locales de energía

E1.2 – Informe de Benchmarking Internacional

PT1 – Diseño de nuevos modelos de negocio innovadores [27.08.2026]



Paula Hernández Baño – REGENEREA

Juana María Pagán Carpe – REGENEREA

Víctor Fabregat – REGENEREA

Índice

1. Resumen ejecutivo	1
2. Información del documento	3
3. Información del entregable	4
4. Historial de versiones	5
6. Introducción	7
7. Indicadores de flexibilidad energética	9
7.1. Capacidad de flexibilidad energética: demanda	10
7.2. Capacidad de flexibilidad energética: almacenamiento	11
7.3. Capacidad de flexibilidad energética: generación	13
8. Panorama del sistema eléctrico y las Virtual Power Plants: benchmarking internacional 16	
8.1. Alemania	17
8.2. Bélgica	26
8.3. Francia	35
8.4. Finlandia	41
8.5. Países Bajos	51
8.6. Reino Unido	58
8.7. Otras localizaciones	64
9. Análisis comparativo	66
10. Objetivos para la transición energética en la Unión Europea	72
11. Conclusiones	75
Referencias	78

Índice de figuras

Figura 1. Perspectivas en Europa sobre la demanda flexible de la energía. Fuente: [13].	11
Figura 2. Capacidad de almacenamiento instalada en la red eléctrica en diferentes ubicaciones: baterías de almacenamiento. Fuente: [25].	13
Figura 3. Zonas geográficas posibles para participar en la flexibilidad energética de la red en Francia. En verde todas las oportunidades y en azul aquellas en marcha. Gestionado por el DSO Enedis. Fuente: [104].	38
Figura 4. Participación de la flexibilidad de demanda en los mercados eléctricos de Finlandia en 2024. Fuente: [137].	46
Figura 5. Distribución de la producción de energía eléctrica en Reino Unido. Fuente: [178].	58

Índice de tablas

Tabla 1. Tendencias sobre flexibilidad energética en Alemania.	23
Tabla 2. Casos de uso de Virtual Power Plants en Alemania.	24
Tabla 3. Casos de uso de Virtual Power Plants en Bélgica.	33
Tabla 4. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Francia.....	40
Tabla 5. Estado regulatorio y del desarrollo de las tendencias en flexibilidad energética en Finlandia.....	47
Tabla 6. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Finlandia.	49
Tabla 7. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Países Bajos.	56
Tabla 8. Otras tendencias en Reino Unido sobre flexibilidad energética y VPPs.	62
Tabla 9. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Reino Unido.	63
Tabla 10. Análisis comparativo de los diferentes marcos analizados.....	68

1. Resumen ejecutivo

El objetivo de esta tarea es realizar un estudio de benchmarking internacional sobre Virtual Power Plants (VPPs) y otros términos intrínsecamente relacionados como la flexibilidad energética en distintos países europeos, a fin de disponer de una base homogénea de comparación que permita identificar medidas avanzadas y tendencias tanto de regulación técnica como de mercado que aceleren la integración de flexibilidad basada en almacenamiento, generación distribuida y demanda flexible.

El benchmarking se construye a partir de un conjunto de indicadores de flexibilidad que combinan tanto el marco habilitador como la realidad de implementación. En particular, se comparan: (i) la robustez normativa y la claridad del encaje regulatorio de los roles (agregador independiente, BRP y BSP), (ii) la potencia instalada y el grado de despliegue de tecnologías clave en generación, almacenamiento y recursos de demanda, y (iii) la disponibilidad de mecanismos que convierten esa flexibilidad en un recurso operable y monetizable (acceso a mercados, precalificación, medida, comunicaciones y liquidación).

En general, para cada uno de los escenarios analizados se estudian de forma sistemática cinco bloques. Primero, la estructura de la red y los condicionantes operativos que determinan la necesidad de flexibilidad (congestiones, mix de generación, capacidad de interconexión, electrificación de la demanda). Segundo, las tecnologías implementadas en la generación y la potencia instalada, con foco en el impacto del mix (renovables, nuclear, hidro, térmica) sobre el valor de la flexibilidad y la oportunidad para VPPs. Tercero, la legislación y normativa local aplicable a instalaciones de generación, almacenamiento con baterías (BESS) y demanda flexible, incluyendo requisitos de conexión, control, metrología, teledatada y la definición de responsabilidades operativas que condicionan la agregación. Cuarto, la existencia y madurez de mercados de flexibilidad (capacidad, intradiario, diario/reservas, balance) y de mercados locales orientados a resolver restricciones en distribución, así como la integración en plataformas europeas cuando aplica (MARI/PICASSO). Quinto, se recogen tendencias y casos de uso relevantes (p. ej., congestión local como motor de flexibilidad, apilamiento de ingresos para BESS, respuesta rápida en frecuencia, *redispatch*, energía compartida y comunidades).

El análisis incorpora, además, habilitadores transversales que determinan la escalabilidad real de las VPPs: la granularidad temporal de mercado y liquidación (p. ej., transiciones hacia 15 minutos), la existencia de data hubs minoristas que reducen fricción de datos y procesos, y el desarrollo de plataformas específicas para mitigar sobrecargas en distribución mediante compras de flexibilidad. Estos elementos se tratan como factores críticos porque marcan el salto desde pilotos a despliegues masivos: una VPP es viable cuando la flexibilidad es

medible, verificable y liquidable, y cuando el sistema permite coordinarla con las restricciones de red sin bloquear el acceso a los mercados.

En conjunto, el resultado final proporciona una visión estructurada y comparable del estado de las VPPs y la flexibilidad energética, permitiendo evaluar qué países están más avanzados desde dos perspectivas complementarias: (1) el marco habilitador (normativa, roles, requisitos técnicos y acceso a mercados) y (2) la realidad de despliegue (potencia instalada y adopción de tecnologías de flexibilidad), destacando dónde el impulso proviene de mercados "clásicos" de balance/capacidad, dónde domina la gestión de congestiones locales, y dónde existe una apuesta explícita por BESS como activo crítico para estabilidad, integración renovable y seguridad de suministro.

2. Información del documento

Información del proyecto	
Referencia del proyecto	PR-NMN-01-2023-000177
Título del proyecto	Planificación y gestión automatizada con IA de infraestructuras energéticas (Virtual Power Plant) para testeo y validación de nuevos modelos de negocio en la transición energética focalizados en la flexibilidad y mercados locales de energía
Acrónimo	Brain2Power
Financiación	Nuevos modelos de negocio en la transición energética en el marco de la componente 8 "Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento", del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, y en particular, a su Inversión 3: "Nuevos modelos de negocio en la transición energética", financiado por la Unión Europea - NextGenerationEU.
Coordinador	Consorcio para el Diseño, Construcción, Equipamiento y Explotación de la Plataforma Oceánica de Canarias
Fecha de comienzo	13.05.2025
Duración	30 meses
Web del proyecto	www.brain2power.es

3. Información del entregable

Información del entregable	
Nombre del entregable	E1.2 – Informe de benchmarking internacional
Número y título del paquete de trabajo	PT1 – Diseño de nuevos modelos de negocio innovadores
Líder del Paquete de trabajo	Regenera Levante, S.L.
Socios colaboradores	ITG PLOCAN
Autores	Paula Hernández – REGENERA Juana María Pagán - REGENERA Víctor Fabregat - REGENERA
Fecha entrega	27.08.2026
Tipo de entregable	Informe
Confidencialidad	Público

4. Historial de versiones

Historial de versiones			
Versión	Fecha	Autor	Cambios
V1	15.09.2025	Víctor Fabregat Tena	Inicio del documento, índice
V2	03.11.2025	Paula Hernández Baño	Draft del documento
V3	09.01.2026	Víctor Fabregat Tena	Revisión y comentarios
V4	13.03.2026	Juana María Pagán Carpe	Revisión y comentarios
V5	04.04.2026	Víctor Fabregat Tena	Revisión y validación
V6	16.04.2026	Juana María Pagán Carpe	Revisión y formato final para compartir con socios
V7	04.05.2026	Juan José Rodríguez Hernández María José Pérez Molina	Revisión y comentarios
V8	27.08.2026	Juana María Pagán Carpe Paula Hernández Baño	Revisión y formato final para publicar

5. Tarea a la que se asocia el entregable

El siguiente entregable hace referencia a la tarea:

T1.2. - Estudio de benchmarking internacional

El objetivo de esta tarea es realizar un estudio de benchmarking internacional para evaluar cómo se está enfocando en otros países el diseño, despliegue y gestión de VPP (Virtual Power Plants) y su relación con los mercados de flexibilidad y los mercados locales de energía.

En primer lugar, se analizarán los principales indicadores de flexibilidad energética, diferenciando entre la capacidad de flexibilidad aportada por la demanda, por los sistemas de almacenamiento (baterías, hidrógeno, entre otros) y por la generación, especialmente la de origen renovable.

A continuación, se realizará un análisis del panorama del sistema eléctrico y de las VPP en distintos países de referencia —Alemania, Bélgica, Francia, Finlandia, Países Bajos y Reino Unido, entre otros—, examinando en cada caso el marco regulatorio, los requisitos para participar en los mercados eléctricos y de flexibilidad, las figuras permitidas para la participación de una VPP, las tarifas eléctricas y los esquemas de remuneración asociados.

A partir de esta información, se llevará a cabo un análisis comparativo entre los distintos países estudiados, con el fin de identificar similitudes, diferencias y mejores prácticas en el desarrollo normativo y tecnológico de las VPP.

Por último, se contextualizarán los resultados obtenidos en relación con los objetivos marcados por la Unión Europea para la transición energética, extrayendo las principales conclusiones y lecciones aprendidas aplicables al contexto nacional en fases posteriores del proyecto.

6. Introducción

El panorama regulatorio de la Unión Europea en materia de flexibilidad energética se articula hoy, de forma muy clara, en torno a la Directiva (UE) 2019/944 [1], que sirve de marco de referencia para situar y desplegar nuevas formas de gestión flexible de la demanda, entre ellas las Virtual Power Plants (VPPs). Esta Directiva establece las normas comunes para la organización del mercado interior de la electricidad y busca regular de forma coherente toda la cadena eléctrica: generación, transporte, distribución, almacenamiento y suministro, incorporando al mismo tiempo reglas sólidas de protección de los consumidores. No se trata únicamente de fijar requisitos técnicos, sino de redefinir cómo debe funcionar el mercado eléctrico europeo en su conjunto. Otro objetivo fundamental de la Directiva es facilitar la transición hacia un sistema energético descarbonizado y más eficiente. Para ello, pretende posibilitar la integración masiva de energías renovables y de recursos distribuidos, como el autoconsumo y el almacenamiento en apoyo de los objetivos climáticos de la UE. El diseño del mercado se concibe, por tanto, para adaptarse a una realidad en la que la producción ya no se concentra en unas pocas grandes centrales, sino que pasa a estar distribuida y gestionada de forma inteligente mediante herramientas como la respuesta de la demanda, la agregación y las VPPs. Esta norma marca además un cambio de enfoque muy claro: el consumidor pasa a estar en el centro del sistema. Se insiste en la figura del “consumidor activo”, capaz de generar, almacenar y vender electricidad, y se impulsa la respuesta de la demanda, la agregación independiente y otros servicios de flexibilidad. La Directiva persigue que estos nuevos actores participen en el mercado en igualdad de condiciones con los agentes tradicionales, de modo que la flexibilidad se convierta en un elemento estructural del sistema eléctrico europeo y abra la puerta al despliegue de plantas de energía virtual basadas en recursos distribuidos.

En paralelo a la UE, otros países avanzados como Estados Unidos, Japón y China también han situado la flexibilidad energética en el centro de sus políticas, aunque siguiendo marcos regulatorios diferentes. En Estados Unidos, por ejemplo, la Orden 2222 de la FERC habilita la participación de recursos energéticos distribuidos agregados [2] (en los mercados mayoristas de electricidad, en competencia directa con las centrales convencionales. En este sentido, se habilita el marco regulatorio para el desarrollo de modelos basados en VPPs.

En Japón, el Ministerio de Economía, Comercio e Industria lleva años impulsando proyectos de demostración de VPPs y respuesta de la demanda, agregando baterías, vehículos eléctricos y otros recursos distribuidos bajo un control coordinado [3]. En China, varias provincias están desarrollando programas piloto de respuesta de la demanda y VPPs, y se han publicado directrices específicas para acelerar el desarrollo de estas plantas virtuales y su acceso a los distintos mercados eléctricos [4].

En este contexto, en el presente entregable se plantea realizar un benchmarking internacional que permita comparar sistemas ya implementados, políticas públicas y estructuras de tarifas asociadas a la flexibilidad y a las VPPs en este marco. El objetivo último es extraer lecciones útiles para seguir avanzando en el marco regulatorio español, identificando qué elementos de diseño de mercado, qué señales económicas y qué modelos de agregación y participación pueden facilitar un desarrollo sólido y competitivo de las VPPs en España.

7. Indicadores de flexibilidad energética

En general, los sistemas eléctricos son complejos y presentan grandes inversiones en su estructura. Como consecuencia, es necesario preparar un plan estratégico gradual para desarrollar la flexibilidad necesaria en cada uno de ellos. Esta flexibilidad se encuentra relacionada con la transición hacia sistemas renovables de producción de energía, donde la generación es variable y se encuentra estrechamente condicionada por la situación climática, así como por las sobrecargas en las redes eléctricas que dan lugar a grandes inversiones en infraestructura. Los operadores y reguladores de los sistemas necesitan evaluar el nivel de flexibilidad requerido o demandado y analizar las diferentes posibilidades de flexibilidad para ejecutar las medidas necesarias, asegurando una operación segura de la red con costes menos elevados [5]. Existen diferentes definiciones de flexibilidad energética; una de ellas encontrada en la literatura científica [6] es el grado con el que el sistema eléctrico se puede adaptar a la demanda y/o generación de electricidad como una respuesta ante las variaciones anticipadas e inesperadas variaciones. Otra de las definiciones ofrecida por la Asociación Internacional de la Energía es: la flexibilidad del sistema energético es la habilidad de generar energía de forma segura y eficiente económicamente gestionando la variabilidad e incertidumbre de la oferta-demanda en diferentes tiempos [7]. Una de las ventajas ofrecidas por la flexibilidad energética es contrarrestar el desajuste entre la producción y el consumo de energía, así como de resolver problemas de congestión en la red, aumentando la resiliencia del sistema energético [8]. Como consecuencia, estrategias de planificación para la operación adecuada son necesarias, incluyendo diferentes franjas de tiempo. Esta planificación puede ser a largo o a corto plazo gestionando los diferentes recursos existentes [9].

Como se ha comentado, la transición desde sistemas convencionales de producción de energía a partir de recursos fósiles hacia fuentes de energía renovable pone de manifiesto la existencia de lagunas y la necesidad de reestructurar cualquier sistema eléctrico. Toda esta idea queda reforzada con distintas contribuciones científicas como [5] donde se estudia el desarrollo de un sistema exclusivamente con energías renovables variables (VRE), identificando distintos factores sobre los que hay que actuar para lograr una implementación segura. Los factores requeridos son: flexibilidad energética desde el punto de vista de la demanda, flexibilidad de almacenamiento y la capacidad de flexibilidad desde el lado de la generación.

7.1. Capacidad de flexibilidad energética: demanda

La flexibilidad energética desde el punto de vista de la demanda puede ser impulsada y llevada a cabo a partir de diferentes mecanismos. En general, la demanda del consumidor es controlada estratégicamente debido a incentivos económicos o técnicamente. Según el trabajo científico mostrado en [10], algunos países como Suecia a partir de la regulación de la demanda podrían disminuir los picos energéticos entre un 14.8% – 28.1% mediante la participación de los grandes y pequeños consumidores. Sin embargo, aún existen retos pendientes y la flexibilidad de la demanda sigue en fase de desarrollo quedando reflejado en estudios actuales como el informe realizado en 2024 por la Asociación Internacional de la Energía (IEA). Actualmente, en Suecia no existe aún un sistema de gestión de la información que permita realizar esta tarea compleja, siendo la única forma de realizarla a corto plazo a partir de tarifas diferenciadoras. Además, se están realizando proyectos piloto sobre servicios de flexibilidad, como la agregación de baterías domésticas para servicios auxiliares o descuentos en la carga de vehículos eléctricos, en determinadas zonas. Por otro lado, se prevé que en el plazo de dos años existan nuevas tarifas en función de franjas horarias que favorecerán la mayor respuesta de la demanda orientada a la flexibilidad [11]. En otras localizaciones como Noruega, los picos de demanda se gestionan directamente a partir del mercado con diferentes precios de mercado diario, intradiario y de balance donde existen incentivos para los participantes del mercado para ajustar el consumo y producción [12].

En 2021 se elaboró un informe sobre los países en Europa más accesibles a una flexibilidad desde la demanda, incluyendo otros aspectos como el progreso regulatorio, la flexibilidad futura, y la potencialidad del mercado y su flexibilidad. Los resultados son recogidos en la Figura 1. Como se observa, Bélgica, Finlandia, Francia, Reino Unido, Países Bajos, Noruega y Suecia son los más avanzados en cuanto a la parte regulatoria. En cuanto a la flexibilidad local reciente y las comunidades de energía, Reino Unido, Francia y Países Bajos lideran el panorama. Como consecuencia, estas localizaciones son las más interesantes a analizar debido a sus avances, así como, hacia dónde orientan sus esfuerzos. De forma paralela, los pronósticos futuros para la flexibilidad son positivos en España (y con ello las VPPs), quedando trabajos regulatorios y prácticos [13].

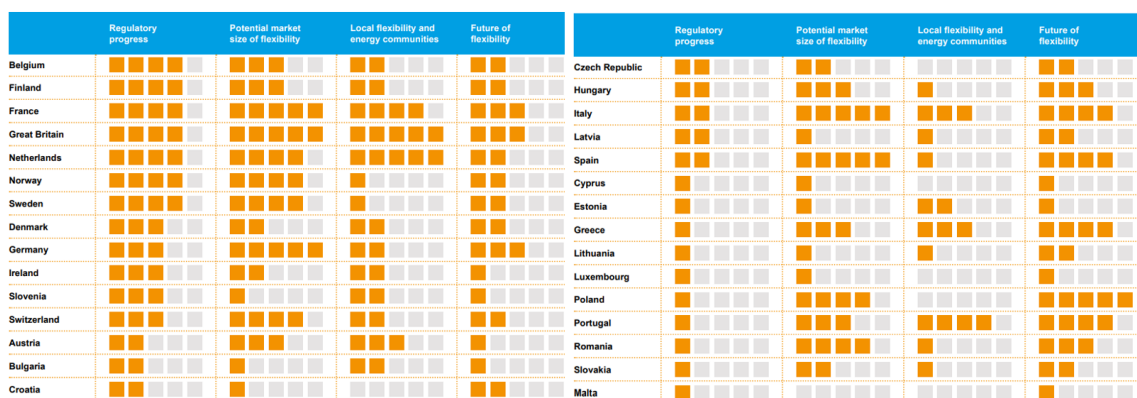


Figura 1. Perspectivas en Europa sobre la demanda flexible de la energía. Fuente: [13].

Otro de los países pioneros en cuanto a flexibilidad energética es Estados Unidos. En 2021, este país disponía del mayor mercado de respuesta de la demanda con 29 GW de ahorros gestionados a partir de picos de demanda [14]. En 2023, Estados Unidos contaba con alrededor de 111 millones de contadores inteligentes avanzados en funcionamiento, lo que representa más del 68% de unos 163 millones de contadores totales en operación en todas las categorías de clientes [15]. La instalación de este tipo de dispositivos permite disponer de tecnologías que realmente controlan la flexibilidad energética desde la demanda, más allá de un control por incentivación económica [16]. Similarmente, Japón viene desarrollando esquemas de flexibilidad para gestionar los picos de demanda, apoyándose en recursos del lado de la demanda agregados por comercializadoras y agregadores, que participan en el mercado de ajuste de oferta-demanda ofreciendo capacidad de reducción de consumo en las horas de mayor tensión del sistema [17]. En 2017, se implementó Negawatt (mercado de respuesta de la demanda) para mejorar la seguridad durante condiciones climáticas drásticas [18]. Asimismo, Japón es otro de los pioneros en gestionar congestiones por exceso de generación renovable a partir de la flexibilidad ofrecida por recursos energéticos distribuidos del lado de la demanda (baterías domésticas, vehículos eléctricos y sistemas de acumulación térmica) [19]. En Finlandia se distinguen diferentes directrices de acuerdo con los programas de demanda flexible: (i) respuesta de la demanda basada en precios y (ii) respuesta de la demanda basada en incentivos por reducir el consumo en ciertos momentos. Asimismo, los contadores inteligentes están siendo ampliamente instalados para continuar con estas estrategias flexibles y continuar aplicando tanto [20].

7.2. Capacidad de flexibilidad energética: almacenamiento

En la Figura 2, se muestra la capacidad de almacenamiento instalada mundialmente a partir de baterías. En ella, se observa como China es el país con mayor capacidad de almacenamiento instalada, y en segundo lugar se encuentra Estados Unidos. En el marco

europeo, destacan Alemania, Irlanda y Reino Unido. Alemania ha experimentado un crecimiento del 50% en su capacidad en comparación con años previos. Este crecimiento se encuentra relacionado con el porcentaje de energías renovables. A comienzos de enero de 2025, Alemania registró un total de 18,2 GWh en sistemas de almacenamiento estacionario con baterías. De ellos, 15,8 GWh procedían de sistemas domésticos, 2,8 GWh de almacenamiento a escala de red y 775 MWh de almacenamiento comercial. Dependiendo de la escala los sistemas de almacenamiento cumplen diferentes funciones. Los sistemas domésticos permiten a los hogares aumentar su autosuficiencia a partir de la propia energía generada. Las soluciones de almacenamiento comercial emplean el autoconsumo solar y su almacenamiento para reducir picos de demanda y acelerar la carga rápida de vehículos eléctricos. A nivel de red, los sistemas de gran escala desarrollados originalmente para proporcionar energía de balance y regular la frecuencia de la red se utilizan cada vez más para la compraventa de electricidad. De cara al futuro, se espera que estos sistemas sean esenciales para integrar grandes parques fotovoltaicos y eólicos en la red y para optimizar la gestión energética en operaciones industriales [21]. En el sistema eléctrico irlandés, a finales de 2023 existían 17 unidades de almacenamiento con baterías conectadas a las redes de transmisión y distribución. Sin considerar las baterías de hogares y empresas (sistemas > 0,2 MW), la potencia total de instalación de estos fue de 548,90 MW [22], frente a los 900 MW registrados en 2024. Asimismo, el almacenamiento por bombeo en las centrales hidroeléctricas es otro de los recursos remarcados en el país. En concreto, la central hidroeléctrica de bombeo Turlough Hill, en Wicklow, es la principal representante con una capacidad total instalada de 292 MW, que puede operar hasta aproximadamente 6 horas a su capacidad máxima de generación [22]. Reino Unido es otro de los países que apuesta por el incremento de baterías a escala de red. En 2030, siguiendo el informe "*Clean Power 2030 Action Plan*", se pretende incrementar la capacidad desde 23 GW hasta 27 GW. Para ello, el operador nacional NESO, junto con las medidas del gobierno, está incluyendo en su plan actual de reforma de red la conexión de estos elementos para operar con sistemas más maduros y con menores costes de operación [23]. En contraste, el sistema eléctrico español contaba a finales de 2024 con 3.331 MW que correspondían a bombeo en centrales hidroeléctricas [24].

												Growth rate per annum		Share
Installed capacity (Gigawatts)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024	2014-24	2024
Canada	^	^	^	^	^	^	0.1	0.1	0.1	0.4	2.4	497.7%	78.9%	1.9%
Mexico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
US	0.2	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.7	4.8	9.0	15.3	25.7	68.1%	60.4%	20.3%
Total North America	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.1	1.7	4.9	9.1	15.7	28.0	78.9%	61.3%	22.2%
Chile	^	^	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	94.3%	26.4%	0.3%
Other S. & Cent. America	^	^	^	^	^	^	^	^	^	^	0.1	8.7%	49.7%	0.1%
Total S. & Cent. America	^	^	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	60.0%	29.6%	0.4%
Germany	^	^	0.2	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	1.2	1.7	2.4	40.8%	62.5%	1.9%
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.3	0.5	0.9	62.0%	-	0.7%
United Kingdom	^	^	0.1	0.2	0.6	0.8	1.0	1.6	2.5	4.1	5.7	40.9%	83.1%	4.5%
Other Europe	^	^	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	1.0	1.3	2.1	59.6%	53.1%	1.6%
Total Europe	0.1	0.1	0.3	0.5	1.1	1.4	1.7	2.9	5.1	7.6	11.1	45.6%	68.1%	8.8%
Total CIS	^	^	^	^	^	^	^	^	^	^	0.3	999.0%	60.0%	0.3%
Total Middle East	-	-	-	-	-	-	-	^	^	^	0.5	999.0%	-	0.4%
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	^	0.4	999.0%	-	0.3%
Other Africa	-	-	^	^	^	^	^	0.1	0.2	0.2	0.2	10.0%	-	0.2%
Total Africa	-	-	^	^	^	^	^	0.1	0.2	0.2	0.6	169.8%	-	0.5%
Australia	-	-	^	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	0.9	1.7	4.5	169.0%	-	3.6%
China	^	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.8	1.8	8.6	30.4	75.2	147.0%	112.0%	59.6%
Japan	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.6	37.0%	23.0%	0.5%
South Korea	^	0.1	0.3	0.5	0.8	0.9	1.4	1.6	1.7	1.8	2.7	51.8%	60.9%	2.1%
Other Asia Pacific	^	^	^	^	^	^	0.1	0.1	0.4	1.0	2.1	106.7%	115.2%	1.7%
Total Asia Pacific	0.1	0.2	0.5	0.8	1.3	1.8	2.9	4.5	11.9	35.4	85.2	140.7%	89.5%	67.5%
Total World	0.5	0.7	1.4	2.2	3.5	4.4	6.4	12.5	26.4	59.2	126.1	112.9%	74.7%	100.0%
of which: OECD	0.4	0.6	1.3	2.1	3.2	3.9	5.5	10.4	17.1	27.3	47.6	74.0%	60.1%	37.7%
Non-OECD	^	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	0.9	2.1	9.4	31.9	78.6	146.3%	109.9%	62.3%
European Union	^	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	1.2	2.4	3.2	4.8	47.5%	59.2%	3.8%

Figura 2. Capacidad de almacenamiento instalada en la red eléctrica en diferentes ubicaciones: baterías de almacenamiento. Fuente: [25].

7.3. Capacidad de flexibilidad energética: generación

Desde el punto de vista de la generación, la flexibilidad está fuertemente condicionada por la naturaleza de la energía primaria empleada. En particular, la generación eólica y solar dependen de las condiciones ambientales y ofrecen una capacidad de regulación muy limitada, ya que el operador apenas puede controlar cuándo y cuánto producen. En caso de existir excedentes, su integración en el sistema solo puede gestionarse de forma más flexible mediante soluciones complementarias como los sistemas de almacenamiento anteriormente comentados o, en última instancia, mediante la reducción forzada de su producción. Principalmente, el balance o fluctuaciones de estos recursos podrían realizarse mediante la flexibilidad en la demanda-generación-almacenamiento a partir de sistemas inteligentes como podrían ser las VPPs, incluyendo todo el refuerzo que conllevaría la red [26].

Las conocidas como centrales de punta están diseñadas para una operación flexible con arranques rápidos, y bajos niveles de operación. Algunos de los ejemplos son las turbinas de gas, motores de combustión interna, ciclos combinados y centrales hidroeléctricas. Sin embargo, debido a la reducción de costes y a las políticas nacionales los sistemas de generación están cambiando, introduciendo sistemas variables de fuentes renovables. El incremento del porcentaje de estos recursos está haciendo que los sistemas sean más complejos. Principalmente, debido a que el proceso de equilibrio entre oferta y demanda presenta mayor frecuencia y magnitud de los errores de previsión sobre la carga neta, y se ha asociado con mayores situaciones de sobre-generación y precios de la electricidad más volátiles. En sistemas eléctricos con alta penetración de renovables variables, como la eólica y la solar, la falta de flexibilidad puede dar lugar a sobre-generación, obligando a

limitar la producción, a la aparición de precios negativos en el mercado y a problemas de estabilidad de frecuencia por baja inercia del sistema. Un ejemplo ilustrativo es el caso de Texas (ERCOT), donde en 2009 se llegó a recortar alrededor del 17 % de la producción eólica, principalmente por restricciones en la red de transporte, lo que evidenciaba una infraestructura insuficiente para integrar toda la energía disponible. Posteriormente, la modificación del marco regulatorio y la realización de inversiones en nuevas líneas de transmisión redujeron esta reducción por debajo del 0,5 % en 2014, mostrando cómo una mayor flexibilidad de la red y del sistema permite aprovechar mejor la generación renovable y mitigar estos problemas operativos [27]. Asimismo, Dinamarca en algunos momentos dispone de un 140% de generación eólica superior a sus necesidades. La estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico danés se apoyan en su fuerte interconexión con los sistemas nórdicos y europeos integrados en ENTSO-E[28]. Para evitar que la principal medida de regulación de estos sistemas renovables sea su desconexión, resulta necesario reforzar las redes de transporte y distribución e incorporar sistemas digitales de monitorización y control en tiempo real. Además, la modernización de los códigos de red para exigir la aportación de inercia sintética por parte de la eólica, la fotovoltaica, el almacenamiento con baterías y los enlaces en corriente continua de alta tensión (HVDC), junto con soluciones de almacenamiento síncrono y acoplamiento sectorial, permite compensar la pérdida de inercia asociada al desplazamiento de generadores síncronos convencionales [27]. Todo ello queda reflejado en un informe reciente sobre el estado de las VPPs en Estados Unidos, donde se indica que estos sistemas son una solución para poder hacer frente a los retos de las redes eléctricas manteniendo unos ratios de generación económicamente rentables en sistemas resilientes y con capacidad de respuesta. La integración de los recursos de generación dentro de la planificación del sistema a partir de VPPs permite gestionar impactos sobre la red de distribución, al tiempo que desbloquea valor adicional en términos de fiabilidad, asequibilidad y resiliencia para los consumidores, por ejemplo, aplazando refuerzos de la red, proporcionando energía de respaldo en situaciones de emergencia y maximizando el uso de energías renovables [29].

Atendiendo a los diferentes criterios de flexibilidad comentados previamente que fomentan la implementación de VPPs, se han analizado indicadores de flexibilidad energética en diferentes localizaciones. Este análisis preliminar permite justificar aquellas ubicaciones seleccionadas para un análisis más profundo en las siguientes secciones del actual informe. A modo resumen se indican los siguientes puntos con los principales hallazgos:

- Dentro de Europa los países con políticas sobre flexibilidad mayormente desarrolladas son: Bélgica, Países Bajos, Noruega, y Reino Unido. En las siguientes secciones se recopilarán los principales matices introducidos por estas políticas y qué beneficios traen sobre las VPPs.
- Dentro de Europa los países con mayores actuaciones (prácticas) en el término de la flexibilidad energética y las comunidades de energía destacan: Reino Unido, Francia y Países Bajos. Además, Estados Unidos presenta grandes avances con

respecto a las VPPs. Estas localizaciones serán referentes para analizar tanto políticas como casos reales de uso.

- ENTSO-E en un informe reciente considera que los sistemas de almacenamiento tienen un papel importante para asegurar el suministro, la operación eficiente del sistema y la integración de renovables [30].
- Alemania, y Reino Unido son los países con más capacidad de almacenamiento a partir de baterías. Ello es sinónimo de flexibilidad energética para sistemas renovables como la energía eólica y solar. En otros continentes, China lidera la potencia instalada con 75 MW, mientras que, Estados Unidos ocupa el segundo lugar con 25 MW (2024). Estas localizaciones serán analizadas desde el punto de vista de prácticas reales existentes y cómo se regulan normativamente.
- Desde el punto de vista de la generación, son necesarios sistemas de distribución y transmisión reforzados, sistemas de almacenamiento síncronos, avances en las políticas regulatorias y sistemas de comunicación/digitalización avanzados. Las VPPs tienen un gran potencial en este marco permiten en tiempo real una gestión coordinada de diferentes actores como son los productores y consumidores.

8. Panorama del sistema eléctrico y las Virtual Power Plants: benchmarking internacional

Como se ha comentado, la transición energética está transformando en profundidad el funcionamiento de los sistemas eléctricos. La creciente penetración de generación renovable variable (principalmente eólica y fotovoltaica), junto con la electrificación de la demanda, está aumentando las necesidades de flexibilidad para garantizar en todo momento el equilibrio entre generación y consumo. En este contexto, la combinación de recursos energéticos distribuidos, instalaciones fotovoltaicas, almacenamiento con baterías, cargadores de vehículos eléctricos o cargas gestionables, y su gestión coordinada mediante plataformas digitales ha dado lugar al concepto de VPP, entendido como un agregador capaz de operar estos recursos como si fuesen una única central eléctrica virtual.

El grado de desarrollo de estas soluciones flexibles e inteligentes difiere notablemente entre países, en función de: los recursos empleados en la generación, el marco regulatorio para la agregación, la generación, el almacenamiento y la respuesta de la demanda, el diseño y la incentivación en los mercados eléctricos, las tendencias y el nivel de digitalización de las redes. Como resultado, en el actual apartado se va a realizar un benchmarking internacional de aquellos emplazamientos considerados de mayor interés en las secciones anteriores. Este análisis permitirá identificar buenas prácticas y elementos clave de diseño regulatorio que podrían servir de referencia para la integración eficiente de las VPPs.

Algunos de los países dentro del continente europeo con mayores avances en cuanto a políticas de flexibilidad energética fueron identificados en la sección 6. Entre ellos se destacaron Bélgica, Francia, Países Bajos, Noruega y Reino Unido. Para aquellos situados dentro de la Unión Europea, el hecho de que sean clasificados dentro de este grupo se debe a que han transpuesto de forma temprana el artículo 17 de la Directiva 2019/944, es decir, han trasladado esta política europea a niveles nacionales. En concreto, el artículo 17 recoge medidas de respuesta a la demanda mediante agregación: (i) derecho en la participación en los mercados: obliga a los Estados miembro a permitir que la respuesta a la demanda se incluya mediante agregadores independientes, participando en todos los mercados de forma igualitaria con el resto de los generadores (mayorista, intradiario, balance, etc); (ii) el agregador independiente debe ser reconocido dentro del marco regulatorio local: roles, responsabilidades, relación con los proveedores de energía (comercializadores, etc); (iii) la

responsabilidad por desvíos es otro de los puntos clave: los agregadores tendrán que ser responsables de las desviaciones causadas a las comercializadoras por su activación, dicha regulación debe quedar bien fijada, además, si se causan perjuicios económicos la normativa establece que deben existir compensaciones; (iv) el cliente que participe como un agregador independiente no puede ser penalizado por su comercializador ni ver restringido su derecho a ofrecer su flexibilidad al sistema.

En general, en esta sección se analizará en detalle diferentes panoramas dentro de Europa. Para cada uno de los escenarios (países) se estudian los siguientes puntos: estructura de la red, tecnologías implementadas en la generación y potencia instalada, legislación y normativa local en cuanto a instalaciones de generación, almacenamiento y demanda flexible, mercados locales y flexibilidad energética, tendencias y casos de uso. De forma complementaria, se analizan otras localizaciones (China, Estados Unidos y Australia) resaltando los principales aspectos relacionados con las VPPs y casos de uso de interés.

8.1. Alemania

En el último informe realizado por la IEA para este país, se identifica que la transición energética del sistema no solo es importante para alcanzar los objetivos climáticos, sino para asegurar la competitividad y seguridad energética en el país [31]. Cuando se habla de competitividad económica del sistema eléctrico se hace hincapié en este hecho debido a que los consumidores alemanes pagan los precios de energía más altos de toda Europa; por lo tanto, son necesarias políticas energéticas, incluyendo los cambios en distribución. Se prevé que en 2030 las emisiones de efecto invernadero se habrán reducido en un 65%, llegando a la neutralidad energética en 2045 siguiendo los objetivos marcados en la Ley Federal de Protección Climática [32]. La red en Alemania es gestionada por cuatro operadores del sistema de transmisión (50Hertz, Amprion, TenneT DE y TransnetBW), disponiendo cada una de ellas de un porcentaje de carga. Por otro lado, la infraestructura eléctrica presenta 888 operadoras en la red de distribución lo que difiere en gran medida con respecto a otros sistemas. Todos los operadores del sistema de transmisión trabajan bajo la Grid Control Cooperation, elaborando un plan de expansión coordinada (Network Development Plan) [33].

Para aliviar las congestiones Alemania presenta el Redispatch 2.0.(actualmente siendo modificado bajo el proyecto Redispatch 3.0) [34], lo que permite la coordinación entre TSO¹ y DSO², para favorecer la implementación de agregadores, almacenamiento, demanda flexible y generación renovable. El proceso puede ser gestionado mediante plataformas como Connect+ y RAIDA [35].

¹ TSO: Transmission System Operator. Operador del sistema de transporte.

² DSO: Distribution System Operator. Operador del sistema de distribución.

En cuanto a la potencia pico de capacidad, el sistema eléctrico alemán tiene 86 GW, presentando una alta afluencia de renovables en la producción diaria, destacando la eliminación de la energía nuclear en 2023. El reparto de dicha generación en la mitad de año de 2025 ha sido: (i) residuos no renovables 0,8%, (ii) gas natural 17,1%, (iii) carbón y lignito 21,5%, (iv) hidráulica (3,5%), (v) biomasa 8,6%, (vi) eólica 25,2%, (vii) solar 18,8%, el restante porcentaje es calificado como otros [31].

Regulación técnica y flexibilidad energética: generación, almacenamiento y demanda

La generación distribuida es regulada bajo la normativa VDE-AR-N 4105 ("Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz"), en baja tensión. Dicha regulación incluye el código europeo Network RfG³. En ella, se recogen los requisitos de conexión y protecciones, incluyendo que las nuevas instalaciones deben comportarse como elementos que apoyan a la red. Los aspectos técnicos son detallados con mayor concreción en dicha normativa junto con las instalaciones de almacenamiento, al ser tratadas del mismo modo cuando inyectan a red. Un ejemplo típico de generación renovable en el entorno urbano o industrial es la energía solar fotovoltaica. El (§9) de la EnWG, Ley de Suministro Eléctrico y Gas ([36]) establece las características técnicas que deben cumplir dichas instalaciones dependiendo de la potencia pico instalada, tal que el distribuidor u otro organismo autorizado pueda controlar en todo momento dicha instalación. Para instalaciones menores de 2 kWp no es necesario disponer de monitorización ni de sistema de control. Las instalaciones >2 kWp y menores de 25 kWp como mucho pueden inyectar un 60% de la producción en el punto de conexión. Entre 25 kWp y 100 kWp, también se limita la inyección al 60% de la producción pero, además, la planta debe poder ser regulada remotamente. Para mayores o iguales a 100 kWp debe presentar lectura remota de la inyección real y reducción remota de la potencia de inyección. La principal funcionalidad de estos sistemas controlables es que el distribuidor local pueda evitar problemas de seguridad y congestión de la red, siguiendo una serie de normas según la EnWG [37].

Los requisitos de conexión para sistemas de almacenamiento se dividen dependiendo del nivel de tensión y su modo de operación. En concreto, para baja son publicados dentro de las guías "*Anschluss und Betrieb von Speichern*". Los sistemas de almacenamiento tienen que ser registrados ante el operador de red, dependiendo de si la carga es demanda o generación. La base se apoya en VDE-AR-N 4105 (regla de generación en BT), y DE-AR-N 4100 (regla de conexión de instalaciones de demanda del cliente en BT). En BT aparecen limitaciones de capacidad y configuración que el DSO usa para asegurar que la red local no se descompense. Por ejemplo, VDE FNN indica que los almacenamientos deben diseñarse y operarse como unidades trifásicas simétricas, y solo permite conexión monofásica hasta 4,6 kVA, siendo ese límite aplicable al conjunto de potencia de inyección y de consumo en el punto de conexión. VDE FNN concreta un requisito muy directo de factor de potencia en

³ Código europeo Network RfG: incluye los requisitos técnicos para la conexión de instalaciones generadoras (incluyendo almacenamiento). Clasifica los generadores en cuatro tipos y establece reglas comunes de estabilidad, seguridad y calidad.

modo carga: por encima del 5 % de potencia nominal debe operar con factor de potencia limitado (0,95-1), y en modo descarga el comportamiento de reactiva se rige por 4105 (baja tensión instalaciones generadoras). Asimismo, existen limitaciones de potencia activa en el punto de conexión si el DSO lo exige. En general, existen normas técnicas por niveles de tensión, incluyendo a los sistemas híbridos de generación y almacenamiento, junto con teledirigida y control, que reducen la incertidumbre de agregación [38].

Para sistemas definidos como pueden ser las comunidades energéticas, Alemania presenta un plano bastante acotado. Una comunidad energética con repartos recibe el nombre de "*Mieterstrom*", donde solo es posible compartir energía dentro de una misma instalación, sin hacer uso de la red pública. En cuanto a la potencia, anteriormente se fija un máximo de 100 kW. Aunque no existen limitaciones de inyección a la red, el DSO puede exigirlos dependiendo del escenario [39].

Mercados eléctricos y flexibilidad energética

Los agregadores independientes y las VPPs pueden participar en los mercados diarios, intradiarios, de balance y de reservas dentro del mercado eléctrico alemán [40]. Además, de forma complementaria se han ido introduciendo otros sistemas e incentivos para la participación de estos sistemas en la infraestructura eléctrica.

Alemania ha introducido un nuevo mercado conocido como "Mercado de inercia", diferente a los mercados de reservas de balance (mFFR, aFFR, etc). Este mercado consiste en la compra por reservas de respuesta inmediata ante desequilibrios de potencia activa para mitigar las variaciones de frecuencia. Principalmente, surge debido a la creciente presencia de sistemas renovables basados en convertidores. Este modelo de mercado aparece en la práctica en 2026, con unos precios fijos gestionados por los cuatro TSOs, anunciando ser otra vía de ingresos para los sistemas de almacenamiento tipo baterías (certificados como "*grid-forming*⁴") [41].

En generación, el marco económico se apoya en el EEG (instalaciones de generación eléctrica > 2 kW que producen energía a partir de renovables y que reciben pagos por excedentes durante 20 años) y en señales de mercado. La señal más clara es la de precios negativos. En la EEG, Ley para la Expansión de las Energías Renovables [42], sección (§51) se restringe la compensación cuando el precio del mercado es negativo bajo las condiciones que marca la norma. Como consecuencia, se incentiva operar con flexibilidad para no verter en horas desfavorables. En paralelo, la EEG (§51a) introduce un mecanismo de compensación temporal que evita perder todo el derecho económico por esas horas, pero sigue empujando a una operación orientada a sistema. En la práctica, esto favorece

⁴ Grid-forming systems: sistemas que mantienen estable la red eléctrica en frecuencia y voltaje (no solo (siguiéndola)), aportando inercia virtual y capacidad de arranque.

VPPs que combinen generación con almacenamiento o demanda flexible, evitando pérdidas por precios negativos.

Incrementar la capacidad de almacenamiento es una de las tendencias del país en cuanto a flexibilidad energética. La capacidad instalada de las baterías de gran escala al final de 2023 era de 1,4 GWh, y se proyecta para 2027 una capacidad de casi 61 GWh. En paralelo, las de menor escala tienen una capacidad total de 19 GWh, representando en número 1,8 millones de sistemas [43], [44]. Según la IEA, Alemania apuesta por la innovación en la generación y almacenamiento estudiando emplazamientos clave, optimizando el consumo energético en los complejos industriales. Para ello, ha eliminado las tasas de la red para la energía almacenada en baterías, suponiendo ventajas en el mercado. Todo ello se alinea con el Reglamento (UE) 2019/943 donde se exige que los peajes de red no discriminen el almacenamiento, ni la demanda flexible. Anteriormente, existían cargos cuando la batería se cargaba, y posteriormente cuando se consumía inyectándola a la red. Ello hacía menos competitivo este panorama desde el punto de vista del propietario del sistema de almacenamiento. Los cargos que tenía que hacer frente eran similares a los de un consumidor típico: peajes de red, impuesto eléctrico, y cargos municipales. Actualmente, estas tasas se pueden eximir parcial o totalmente en algunos casos. Sobre todo, la exención de tasas se encuentra relacionada con el destino final de la energía, es decir, si la batería está reconocida como sistema de almacenamiento a la red y dispone de su propio contador o si la batería es empleada mayormente o en un porcentaje superior para el consumo en el propio entorno. En particular, la exención de peajes para almacenamiento se articula en §118(6) de la EnWG [45]. La decisión regulatoria MiSpeL concreta cómo aplicar todo esto en la práctica: esquemas de medición, cuándo se considera consumo final y cuándo se clasifica como almacenamiento. Asimismo, MiSpeL (Marktintegration von Speichern und Ladepunkten), procedimiento de determinación (Festlegungsverfahren) de la Bundesnetzagentur basado en el § 85d EEG, regula la integración de mercado de los sistemas de almacenamiento y puntos de carga de vehículos eléctricos que combinan energía renovable subvencionada y energía procedente de la red, estableciendo esquemas de medición (Abgrenzungsoption y Pauschaloption) que permiten determinar qué cantidades de energía conservan el derecho a la prima de mercado o a los privilegios de exención de recargos del EEG/EnFG. De este modo, habilita la participación flexible de las baterías en el mercado eléctrico y facilita la integración de modelos de carga bidireccional (Vehicle to Grid, V2G). Por otro lado, MiSpeL introduce un avance clave: hasta ahora, el almacenamiento solo podía cargarse con energía renovable para inyectarla después, lo que impedía a las industrias comprar electricidad barata para consumirla o venderla más tarde. La norma permite ahora el flujo bidireccional entre almacenamiento, red y renovables, convirtiendo a las industrias en agentes activos que responden a los precios reales del mercado.

La flexibilidad desde el lado de la demanda es otro de los elementos potenciales para poder favorecer la transición energética, y aprovechar los precios del mercado. En la EnWG (§14a), se establece una forma para reducir cargos en la red cuando los sistemas son controlables.

Este hecho se encuentra muy relacionado con las VPPs, lo que pone de manifiesto la necesidad de disponer de sistemas completamente monitorizados y conectados con las redes locales. Se distinguen tres módulos para participar en este programa: El primero de ellos se encuentra complementado con la gestión de la energía dentro de los hogares, dando lugar a ahorros sincronizando los distintos sistemas (PV, Baterías, sistemas de recarga de vehículos y bombas de calor) junto con los requisitos de la red y las tarifas variables en tiempo. En general, está pensado para consumidores moderados donde se ofrece una reducción en tarifa plana en los peajes de red. En el contrato, se acepta una gestión/limitación por parte del gestor de red, recibiendo beneficios económicos fijos. El módulo 2 de participación está pensado para hogares con consumos eléctricos elevados y controlables. Para ello, es necesario instalar un contador independiente para el dispositivo controlable, lo que permite obtener una reducción fija del 60% sobre el peaje de red aplicado a ese consumo. En el módulo 3 de participación se introducen peajes de red variables. Como consecuencia, la utilización de la red varía en función de la hora y del día, desplazando los consumos a las horas en las que los precios de la energía son menores. Los ahorros energéticos estimados en un informe de gridX sobre la flexibilidad en Europa (2025) son los siguientes para el caso de Alemania: respecto a ahorros sin tarifas de red variables, se obtiene un descuento fijo anual de 150 €/año, que se traduce en ahorros de 0.45 €/día durante las horas nocturnas. Por otro lado, los ahorros con tarifas de red variables se estiman en 1.35 €/día durante el mismo horario nocturno [46].

En general, hay reglas económicas que benefician a generación, almacenamiento y demanda a la vez. La primera es la señal de precios negativos del EEG, que empuja a coordinar recursos en una VPP para evitar vertidos sin valor. La segunda es el principio europeo de no desincentivar almacenamiento y flexibilidad (Reglamento (UE) 2019/943 y Directiva (UE) 2019/944), que ordena que los cargos no penalicen la agregación. La tercera es la propia clarificación alemana de medición y recargos (EnWG, StromNEV, StromStG y EnFG), que permite apilar valor sin caer en doble cobro. En conjunto, el marco económico ya no solo paga energía. Empieza a pagar comportamiento. Y eso es lo que hace escalable una VPP con generación, demanda flexible y almacenamiento.

Anteriormente se han resumido diferentes reglas que impulsan la generación, consumo y almacenamiento flexible dentro de este marco, lo que favorece la implementación o los incentivos económicos de las VPPs. Sin embargo, la participación de las VPPs dentro de los mercados mayoristas realmente se materializa mediante el agregador, y cómo quede regulado en los diferentes mercados eléctricos. Esta figura no se encuentra plenamente desarrollada dentro de la regulación local.

Tendencias

Algunas de las políticas energéticas recomendadas dentro del panorama de la transición energética en Alemania identificadas por la IEA son [47]:

- Instalación de medidores inteligentes para poder aprovechar la gran flexibilidad existente desde el lado de la demanda. El principal objetivo, como en otras localizaciones, es poder medir consumos industriales y domésticos para poder variarlo dependiendo del estado de la red y los precios. Asimismo, esto permite integrar la generación distribuida a partir de autoconsumo fotovoltaico, baterías, etc. Esta medida es clave para las VPPs, ya que se vincula el despliegue de medidores inteligentes con la flexibilidad de la demanda, la generación distribuida, el uso de datos y la integración de activos detrás del contador; si el gestor no sabe cuánto consumo o produce cada consumidor/prosumidor, no se pueden integrar y, por tanto, no se puede garantizar la flexibilidad en el mercado.
- Impulsar el almacenamiento a gran escala en lugares óptimos. Aunque la penetración de renovables variables en el sistema eléctrico alemán ya superó el 60% en 2024 — con un objetivo del 80% para 2030—, el país mantiene todavía una dependencia relevante de generación fósil, especialmente carbón y gas natural, para cubrir los déficits de suministro derivados de la intermitencia de estas fuentes. A esto se suma que Alemania cuenta con niveles comparativamente bajos de almacenamiento a gran escala. Por ello, se recomienda acelerar el despliegue de almacenamiento a gran escala en ubicaciones óptimas como recurso clave de flexibilidad y estabilidad del sistema, agilizando la implementación de las medidas previstas en la estrategia alemana de almacenamiento eléctrico y facilitando las conexiones a red de nuevos proyectos.
- Coordinar y acelerar la planificación municipal de calor. Alemania presenta un gran consumo para calefacción. La IEA sugiere plantear dónde es viable una red de calefacción urbana, o dónde es viable apostar por soluciones individuales, como bombas de calor. En general, la IEA plantea la planificación municipal como herramienta para determinar la combinación óptima local entre eficiencia, electrificación, *district heating*, calor residual y renovables térmicas. Además, la IEA indica que las bombas de calor y las redes de calor eficientes constituyen el futuro combinadas con medidas de eficiencia energética.

De forma paralela se identifican otras medidas que quedan recogidas en la Tabla 1.

Tabla 1. Tendencias sobre flexibilidad energética en Alemania.

Tendencia	Información
Reforma del diseño de mercado eléctrico	(i) Aumentar el valor de la flexibilidad del lado de la demanda, (ii) introducir señales más locales y (iii) reducir barreras para almacenamiento y agregación.
Plataformas para descongestión	La congestión de red es identificada por la IEA como un problema relevante en Alemania, gestionado actualmente a través de medidas como redespacho, transacciones de contrapartida, reservas de red y recorte de renovable. A nivel operativo nacional, esta gestión se apoya en procesos de coordinación TSO-DSO y en infraestructuras estandarizadas de intercambio de datos, como Connect+ y la plataforma RAIDA en el marco de Redispatch 2.0, mientras que Redispatch 3.0 aparece como evolución/demostrador para integrar mejor pequeñas flexibilidades distribuidas.
Electrificación	La propia IEA señala que la electrificación de cargas, especialmente mediante bombas de calor, es clave para reducir la dependencia del gas natural en el sector edificios alemán, y que el despliegue de contadores inteligentes será un habilitador esencial para aprovechar la flexibilidad de estos activos "detrás del contador".
Hidrógeno y grandes cargas flexibles	Para crear demanda y oferta de hidrógeno, Alemania impulsa mecanismos como H2Global (subastas con contratos a largo plazo). En 2025 el ministerio lanzó consultas de mercado para subastas conjuntas (por ejemplo, Alemania-Canadá [48]) y el programa se integra en una planificación financiera a medio plazo (referida públicamente hacia presupuestos 2026 en el debate sectorial). En términos de VPP, el punto relevante es técnico-operativo: los electrolizadores son cargas grandes y modulables; si se conectan con telemetría/control, pueden aportar flexibilidad (subir/bajar consumo) cuando hay señales de precio o restricciones de red.

Tabla 2. Casos de uso de Virtual Power Plants en Alemania.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
Proyecto E.ON y ThyssenKrupp	Electrolizador	Modulación de consumo según estado de la red y prestación de servicios de estabilidad	La electrólisis se conecta al mercado eléctrico mediante la VPP de E.ON y se prueba para capacidad de respuesta y participación en reservas.	[49]
Next Kraftwerke	Plantas de biogás y cogeneración	Operación flexible, subiendo o bajando la producción según señal de mercado (controlado)	Operación por señal de precio y demanda; biogás como generación gestionable dentro de VPP	[50]
Sonnen	Baterías residenciales agregadas	Almacenamiento flexible, agregación de potencia; prestación de servicios al sistema (capacidad de control y activación)		[51]
Statkraft	Eólica y fotovoltaica	Regulan la producción en función de las señales de la red.	Statkraft ha agregado más de 1.600 parques eólicos y solares como VPP; intercambio de señales en	[52]

			segundos para control operativo.	
Enpal	Prosumidor residencial: fotovoltaica + baterías + recarga	Agregación detrás del contador; optimización por precio y control coordinado de recursos domésticos	Enpal comunica el despliegue de su VPP en Alemania y describe la agregación de recursos residenciales (fotovoltaica, baterías, recarga) mediante plataforma digital.	[53]

8.2. Bélgica

Estructura de la red eléctrica y roles en flexibilidad energética

En Bélgica existe un único operador del sistema de transmisión, Elia, responsable de la red de alta tensión (30-400 kV) [54]. Su función es garantizar la seguridad del sistema, el balance entre generación y demanda y la provisión de servicios de ajuste. Cuando se producen desvíos, Elia mantiene el equilibrio activando reservas y liquida económicamente esos desvíos, definiendo para ello los requisitos, las reglas de medición y liquidación y las condiciones de acceso a los servicios de ajuste. En la distribución operan cuatro gestores de red, cada uno en su zona: Fluvius, Sibelga, ORES y RESA [55]. La gestión del mercado eléctrico recae en un NEMO (Nominated Electricity Market Operator), centrado principalmente en los mercados spot: day-ahead e intraday. En Bélgica, EPEX SPOT (el mayor mercado europeo de electricidad) es el NEMO designado para operar estos mercados en el marco del acoplamiento europeo, de modo que las transacciones belgas no quedan "aisladas", sino coordinadas con otros países para que la electricidad se intercambie allí donde resulta más eficiente, en función de los precios y de la capacidad de interconexión. Por último, en materia de política energética, regulación, operación del sistema y mercados intervienen distintos niveles y organismos. A nivel federal, la CREG (*Commission for Electricity and Gas Regulation*) [56] regula el mercado mayorista y minorista. En el ámbito regional, las tarifas de distribución, las licencias y obligaciones y los esquemas regionales (como los mecanismos de certificados verdes) son competencia de los reguladores VREG, BRUGEL y CWaPE [57].

La generación eléctrica del país en 2024 presentó gran influencia de la nuclear (40,5%), y del gas natural (18,4%). Por otro lado, las renovables representaron aproximadamente el 30% del total. El restante porcentaje depende del carbón y de sus derivados (2,8%), de residuos, de los derivados del petróleo y de otros recursos [58]. En paralelo, Bélgica se encuentra altamente interconectada. Presenta líneas de corriente alterna con Francia, Países Bajos y Luxemburgo, y otros tipos de corriente continua de alto voltaje con Reino Unido y Alemania [59]. Por ello, sus precios son dependientes de la situación de países vecinos, y en este marco las VPPs pueden actuar a partir de la carga o descarga dependiendo de dichos precios. En cuanto a los sistemas de almacenamiento a finales de 2024, existían más de 990 MW de baterías conectadas a la red. La gran mayoría tenían carácter residencial o de pequeña/mediana escala, representando 250 MW una mayor escala. Sin embargo, a finales de 2025 se prevé un incremento del almacenamiento a nivel de transmisión alcanzando más de 540 MW [60]. Algunos ejemplos de recientes instalaciones en ejecución son la de Vilvoorde con conexión a la red de alto voltaje (150 kV). El sistema cuenta con 800 MWh (200 MW) [61], así como, el mayor sistema de almacenamiento con baterías en Europa en Rotem (Dilsen-Stokkem) con 2.800 MWh (700 MW). El proyecto se encuentra en desarrollo, y pretende regular la frecuencia, facilitar la

integración de renovables, descongestionar la red, permitir una rápida respuesta de la reserva, desplazar picos, etc. [62].

Regulación técnica y flexibilidad energética: generación, almacenamiento y demanda

En la práctica, Synergrid permite la coordinación de Elia, con los distribuidores y el regulador CREG. Este organismo se encarga de elaborar y publicar documentos técnicos y normativa. El documento C10/11 regula el acceso y conexión de instalaciones de generación que trabajan en paralelo con la red de distribución, incluyendo a los sistemas de almacenamiento que pueden inyectar a red. De hecho, son clasificados dentro de este grupo de instalaciones. No existe una potencia mínima ni máxima de aplicación, conociendo que a partir de 25 MW la instalación no se trata dentro de la red de distribución [63][64]. El documento técnico C10/11 es aplicable a todas las regiones del país, pudiendo existir limitaciones de tensión dependiendo de la zona. Es empleado por reguladores y DSOs como base técnica para instalaciones de producción descentralizada. Algunos de los aspectos técnicos para los sistemas de almacenamiento también se tratan en este documento; por ejemplo, para sistemas pequeños de almacenamiento combinados con otros medios de generación - por ejemplo, una instalación fotovoltaica -, la prescripción C10/C11 de Synergrid exige instalar un sensor/sistema de control de flujo de energía que limite en todo momento la potencia inyectada a la red de distribución, tal que ésta no supere a la potencia máxima de los otros medios de generación presentes en la instalación. Si se pretende inyectar una potencia superior, debe aplicarse el procedimiento estándar de puesta en servicio. Además, cuando se exige un relé de limitación de exportación para regular el vertido energético, éste debe estar homologado según lo estipulado por Synergrid [65]. Este marco refleja que los recursos distribuidos son regulados bajo las diferentes directrices para instalaciones de inyección y/o demanda en su caso. Del mismo modo, los sistemas de almacenamiento no presentan tampoco una normativa propia, siendo uno de los avances en los que el país quiere trabajar.

En cuanto a las comunidades energéticas, los repartos y cómo agregar a los participantes, las directrices dependen de la ubicación donde operan diferentes distribuidores.

- Flandes: queda operada y regulada por Fluvius y Vlaamse Nutsregulator (VREG), respectivamente. Cada uno de los participantes debe disponer de un contador digital realizando mediciones cada cuarto de hora, y tener conexión individual a la red de distribución. Por otro lado, a partir de la comercializadora se debe solicitar el "meetregime 3". El "meetregime 3" permite vender energía e intercambiarla en todas las formas, siempre que se sigan cumpliendo las condiciones contractuales, registros, reglas de repartir y condiciones de participación. El distribuidor lee la energía y la envía a la comercializadora quien realiza finalmente el "despacho", indicando cuánto debe recibirse por venta de excedentes (vendido a un particular o a la propia comercializadora). Todo ello se realiza mediante asignación de porcentajes, no pudiendo participar en dos comunidades energéticas a la vez [66].

- Región de Bruselas: Sibelga, actuando como operador del sistema, (distribuidor), gestiona técnica el proceso de transporte energético a partir de la base legal y regulatoria procedente de la ordenanza/regulación y de la validación de Brugel[67]. Se dispone de tres modalidades: (i) P2P, donde mediante un contrato directo o a través del proveedor se establece la forma de intercambio de energía de origen renovable. (ii) Clientes activos actuando conjuntamente situados en un mismo edificio (por ejemplo, instalando energía fotovoltaica en la cubierta). (ii) Comunidades de energía donde no existen límites de distancia dentro de la Región de Bruselas Capital, pero sí existen diferentes precios de peaje dependiendo de la ubicación.

Los requisitos que deben cumplirse son: mediciones cada cuarto de hora, establecer repartos mediante un contrato existiendo un único gestor, y dos facturas diferenciadas: las del gestor de la comunidad energética, y las del clásico proveedor de energía; uno factura la energía procedente de la comunidad energética, y el otro la restante cantidad necesaria.

Como se ha comentado, dependiendo de la ubicación se aplican diferentes tarifas de peajes. La exención puede ser significativa cuando los interesados se encuentran en el mismo edificio, pero nunca total [68]. Otra de las reducciones es si la generación y el punto de consumo se encuentran dentro de la misma cabina de baja tensión (BT). El siguiente nivel de reducción es encontrarse en bajo el mismo poste de suministro. Finalmente, no se aplican reducciones si se encuentra fuera de estos esquemas.

- Región de Valonia: queda bajo el marco regulador de CWaPEy Gobierno regional, siendo ORES el gestor de red de la región. Existen dos modalidades para el reparto de energía: comunidades de energía renovable y comunidades de energía ciudadana. Para la primera, aquellos que se benefician de la energía de la unidad generadora deben encontrarse dentro de un perímetro de proximidad. Esta proximidad puede consistir en encontrarse dentro de un mismo municipio, o que los puntos de acceso a la red de los participantes se encuentren aguas debajo de la misma subestación de alta tensión (Elia). Por otro lado, puede haber algunos matices; por ejemplo, si la unidad generadora es eólica, los beneficiarios de la misma pueden encontrarse en el mismo municipio o en un radio de 9 km con respecto a la unidad generadora. Asimismo, aunque el concepto de comunidad de energía renovable puede tener una lectura más amplia en términos de fuentes renovables, el procedimiento de reparto analizado por CWaPE en estas referencias se refiere específicamente al reparto eléctrico. En la otra modalidad, no existen límites de proximidad, sino que, se extiende a todo el territorio de la Región Valona. La energía producida puede ser renovable o no, y se limita a la del tipo eléctrico. En ambas comunidades se exigen contadores de medida, así como registros horarios cada quince minutos [69]. Paralelamente, uno de los requisitos para acogerse a estas modalidades es que deben estar conectados a la red pública. Además, la facturación

de la energía se realiza a partir del proveedor contratado y por el representante del reparto o de la comunidad energética, según el caso. El proveedor contratado cobra los peajes correspondientes mientras que el gestor de la comunidad cobrará costes de gestión. No existe un valor estándar para este ítem [70].

- En cuanto a los porcentajes, la CWaPE contempla varias claves estándar de reparto: una clave fija igualitaria, que reparte el volumen compartido de forma idéntica entre los participantes; una clave fija específica, cuyos porcentajes son pactados por los participantes; y una clave dinámica proporcional al consumo, en la que los porcentajes varían cada cuarto de hora en función del consumo real de cada participante [71].

Mercados eléctricos y flexibilidad energética

Las VPPs pueden operar a partir de diferentes recursos gestionados mediante el rol de agregador independiente en el sistema eléctrico, sin necesidad de ser representadas por el proveedor de energía. Similarmente a otros países de la Unión Europea, Bélgica sigue la Directiva (UE) 2019/944. Para hacerla operativa a nivel local introduce el mecanismo de ToE (Transfer of Energy, ToE), donde los agregadores pueden actuar de forma independiente al proveedor de energía (comercializadora). El sistema de transferencia de energía especifica cómo se ajusta y redistribuye la energía cuando actúa un agregador independiente, que puede modificar el consumo o la producción de uno o varios clientes sin necesidad de acuerdos previos con sus comercializadoras. El ToE permite aplicar correcciones de perímetro y mecanismos de compensación/liquidación entre los BRPs afectados por la activación de flexibilidad, de forma que la actuación del agregador independiente no distorsione indebidamente posiciones de balance del proveedor/BRP original. En particular, Elia corrige y reasigna volúmenes de energía en ciertos perímetros de los BRPs. Actualmente, lo utilizan sobre todo grandes consumidores industriales conectados a la red, y está previsto extenderlo progresivamente a medianos y pequeños consumidores. El documento (elaborado por CREG junto a Elia) para su diseño queda recogido por la organización Synergrid, y se distinguen diferentes modelos [72], [73], [74]. Paralelamente, el agregador independiente también puede aparecer como "*Flexibility Service Provider*" en los mercados eléctricos.

Cuando se participa en los mercados de balance, el contrato frente a Elia queda recogido bajo el "*Balancing Service Provider*": los productos de balance incluyen FCR, AFRR y mFRR: FCR para contención de frecuencia, y aFRR/mFRR para restauración automática y manual de frecuencia, respectivamente.

Por otro lado, los recursos agregados pueden participar en el mercado de capacidad y dentro del definido como "*Capacity Remuneration Mechanism*" (CRM), donde se reciben remuneraciones por disponibilidad. Ello queda recogido bajo la representación de CSP ("*Capacity Service Provider*") [75].

Una vez descritos los mecanismos que permiten la agregación independiente y su liquidación (ToE), las condiciones técnicas de conexión de recursos distribuidos (C10/11, incluyendo almacenamiento), y el marco organizativo y regulatorio de comunidades energéticas por regiones, corresponde situar dónde se valoriza esa flexibilidad. En Bélgica, una vía principal de valorización de la flexibilidad agregada son los servicios de balance de Elia – FCR, aFRR y mFRR –, aunque el marco también permite otras vías, como mercados mayoristas, CRM y, de forma emergente, flexibilidad local a nivel de distribución. Principalmente, la demanda flexible tiene mayor representación en la mFRR, mientras que en aFRR y FCR participan otros recursos y sistemas de almacenamiento (baterías).

En paralelo, el mercado de capacidad ha sido identificado como otra de las vías de participación. Un ejemplo de ello es el proyecto "Flexcity" [76], donde Veolia gestiona toda la parte administrativa para entrar dentro del CRM. En este caso particular, Flexcity oferta capacidad flexible en subastas celebradas uno, dos o cuatro años antes del periodo de entrega, comprometiendo disponibilidad futura frente a elia. No existe discriminación de tecnologías, pero se aplica un factor de corrección ("*derating factor*") dependiendo de la seguridad de cada una. No todas son igual de intermitentes: existen datos históricos de disponibilidad, limitaciones técnicas, etc. Los diferentes factores pueden ser consultados en [77], donde además se indica que normalmente las instalaciones por encima de 25 MW están obligadas a mandar datos de producción diarios.

Por otro lado, otra de la información relevante para definir dentro del mercado de capacidad es el ya mencionado "*derating factor*" asociado a la "*energy-constrained capacity*". Esto quiere decir que las capacidades no limitadas energéticamente se tratan con una metodología distinta a las *energy-constrained*; en estas últimas, el *derating* depende de la duración durante la cual pueden sostener la entrega. Para los sistemas renovables, como la energía solar o la eólica, se tienen factores entre el 11% y el 1% debido a la dependencia de las condiciones climáticas. En cambio, la hidráulica presenta un mayor factor, del 50%. El almacenamiento como baterías depende de las horas de disponibilidad, desde 1 h (19%) hasta 6 h (41%). Solo aparece una categoría de sistemas que no tiene la obligación de enviar un programa diario en MW (sistemas de energía térmica agregadas) con un factor del 66%.

El funcionamiento del CRM es el siguiente: (i) desde el ministerio se decide cómo va a ser la subasta, cuánto se va a contratar, los *derating factors* y los precios de referencia, (ii) en la segunda fase se presentan las solicitudes y si fuera necesario se realizan pruebas para demostrar que realmente son viables, en un ensayo preliminar, (iii) si todo el proceso anterior es satisfactorio se asigna una potencia de capacidad, y se debe continuar en el proceso aunque en caso de no querer pujar no se está obligado a participar (iv) se envían los contratos con duraciones de 1 año (normalmente), donde en base a las pruebas preliminares se elabora una propuesta, (v) se toma la decisión final por parte del cliente acorde con los requisitos recibidos participando en subastas, (vi) mediante un algoritmo se van escogiendo todas las ofertas existentes realizando un esquema de la situación óptima (potencia y económico), (vii) se formaliza finalmente el contrato, (viii) periodo de vigilancia,

se analiza de que realmente estás disponible para el año de actuación. Si existe indisponibilidad o fallos puede haber sanciones y escalado contractual, y (ix) año de actuación en los que sí se debe contar con disponibilidad, y existe una remuneración fija. En la parte económica existen diferentes componentes, como los precios fijos y el payback [78]. Cuando se realizan las subastas se fijan unos precios, sin embargo, si el precio de la energía en el mercado en el “day-ahead” es mayor que el precio fijo, se debe devolver la diferencia en base a esta nueva cantidad (Day- strike x (€/MWh x MW contratados x horas)). Esto principalmente se realiza para que el beneficio no sea doble, beneficio por disponibilidad y beneficio por incremento del precio debido a lo ajustado que queda el panorama en el mercado. Algunos valores de referencia para el periodo 2026-2027 son 14100 €/MW/año [79], encontrando un incremento para el periodo 2029-2030, 27300 €/MW/año [80]. Estos valores son resultado de las subastas realizadas para diferentes escenarios; sin embargo, se recalculan mensualmente dependiendo de los precios del “day-ahead”.

Otra de las formas de comercializar la VPP es a nivel de distribución. ORES es un ejemplo de ello: para evitar grandes inversiones crea algoritmos inteligentes para gestionar las redes eléctricas. A través del proyecto Pic@u crea una plataforma de mercado de flexibilidad [81].

Tendencias

Las tendencias en cuanto a flexibilidad energética han sido reportadas por Elia en su informe “*Adequacy and flexibility study for Belgium (2025)*” [82]. Al igual que otros países de Europa, Bélgica presenta una problemática similar donde existen diferentes fuentes de generación con variabilidad que deben cubrir la demanda. Como consecuencia, se amplía el foco desde cubrir altos picos de demanda hacia gestionar excedentes y establecer planes de flexibilidad energética en tiempo real.

En movilidad, Elia considera que la electrificación del transporte sigue avanzando, pero introduce un matiz relevante para flexibilidad: la flexibilidad realmente desbloqueada mediante carga inteligente (orientada por precios, automatización y contratos) progresa más lentamente de lo que se esperaba. El estudio lo vincula, entre otras razones, a la adopción todavía limitada de señales que habiliten cambios de comportamiento (por ejemplo, tarifas dinámicas y su penetración efectiva). Esto implica que una fracción mayor de la carga de EV mantiene patrones “naturales” o poco controlados, reduciendo el potencial de desplazamiento hacia horas de excedente renovable en los primeros años.

En paralelo, Elia describe un sistema cada vez más expuesto a condiciones extremas y a mayor volatilidad. Por un lado, aumentan las horas de altísima penetración renovable: como indicador, en 2024 Bélgica registró más de 10 días en los que la suma eólica y fotovoltaica superó el 90% de la demanda durante al menos una hora. Por otro lado, siguen existiendo periodos prolongados de baja producción renovable, especialmente en invierno, lo que

amplía el rango de condiciones operativas y se traduce en precios más volátiles y necesidades mayores de gestión en balance e intradiario.

El informe insiste en que el “nuevo problema” no es solo cubrir déficits, sino gestionar excedentes. Para explicarlo, utiliza el concepto de residual load (demanda menos generación no despachable/must-run): cuando este valor se vuelve negativo, el sistema produce más energía y necesita exportar, almacenar o modular generación/consumo para evitar vertidos. Un resultado ilustrativo es que el residual load medio de fines de semana de verano tiende a hacerse negativo alrededor del mediodía, alcanzando del orden de 3 GW de excedente medio en el escenario de compromisos actuales y ~8 GW en el escenario de mayor prosumo, con picos significativamente superiores en condiciones meteorológicas favorables (percentiles altos). Esto sugiere que, incluso con electrificación, habrá cada vez más situaciones donde la prioridad operativa es absorber energía renovable y reubicar consumos.

Al mismo tiempo, Elia recuerda que la adecuación sigue siendo crítica por eventos tipo “bajo viento y baja solar con alta demanda”. Presenta un ejemplo invernal en el que el patrón de baja producción puede durar casi 10 días y enfatiza que, si se pretendiera cubrir un evento así solo con almacenamiento, las necesidades energéticas serían del orden de miles de GWh por semana, muy por encima de lo que pueden aportar las baterías típicas. La implicación práctica es que almacenamiento y flexibilidad son indispensables para la operación, pero no sustituyen por sí solos la necesidad de capacidad firme, interconexiones y un diseño robusto del sistema ante situaciones críticas prolongadas.

En la próxima década, Bélgica tendrá que asegurar simultáneamente capacidad firme para cubrir periodos prolongados de baja producción renovable y alta demanda, y flexibilidad operativa para gestionar un sistema más variable. La electrificación (vehículo eléctrico, bombas de calor, centros de datos) intensificará estos retos, pero también puede aportar margen si se gestiona como recurso flexible. Por ello, el factor determinante no será solo la flexibilidad “potencial”, sino la flexibilidad activable: recursos distribuidos con medición, control y automatización, integrados mediante agregación y señales de mercado, capaces de responder cuando el sistema lo requiere para reducir vertidos, contener costes y mantener la seguridad de suministro.

Casos de uso

En la Tabla 3, se muestran ejemplos de casos reales de VPPs en Bélgica.

Tabla 3. Casos de uso de Virtual Power Plants en Bélgica.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
Centrica VPP	Batería de almacenamiento	Demanda y generación flexible dentro de un entorno industrial	Pretenden regular la frecuencia (a través de servicios de flexibilidad) para facilitar la gestión de los servicios a la red de transmisión europea.	[83]
Ducoop VPP Ghent New Docks	Sistema fotovoltaico Baterías de almacenamiento Red de calefacción urbana de cuarta generación y baja temperatura. Bomba de calor (125 kWh) – Demanda flexible Puntos de recarga de vehículos eléctricos (20 x 22 kWh)	Demanda flexible mediante la instalación de smart-meters. Otras cargas regulables como bomba de calor (125 kW). Almacenamiento de energía térmica y eléctrica.	Los participantes de la VPP son los consumidores residenciales de New Docks. Agrupamiento y gestión inteligente de las cargas. Almacenamiento y producción para la congestión de la red.	[84]

Next Kraftwerke VPP (Operada por TSO Elia)	Combinación de diferentes unidades renovables generadoras y cargas flexibles. Planta de biogás y cogeneración. Cargas regulables: bombas, ventiladores y compresores.	Demanda y producción flexible	Participan en la reserva primaria. La reserva requiere respuesta automática en un plazo de 30 segundos ante una señal tomada directamente de la red eléctrica. Controlada por el TSO Elia.	[85]
Greenbizz.Energy (Laeken-Bruselas)	Producción solar con 943 paneles Baterías 120 kWh Puntos de recarga de vehículos eléctricos Cargas regulables en un entorno industrial-oficinas.	Comunidad energética renovable con implementación de algoritmos para una gestión sostenible de la batería, optimización de la carga de los vehículos, IA predictiva para optimizar los flujos de energía, y monitorización a tiempo real.	Participan Brussels Greenbizz SA (gestión de la comunidad) WeSmart Nexgen (gestiona la plataforma) Sibelga (coordina con la distribuidora - plataforma)	[86]

8.3. Francia

La estructura del sistema eléctrico francés está representada por RTE (Réseau de Transport d'Électricité) como operador del sistema de transmisión, asegurando el equilibrio del sistema [87]. Enedis es el principal DSO, mientras que la "*Commission de Régulation de l'Énergie*" (CRE) es el regulador de las tarifas de red, vigila el mercado minorista y supervisa la transposición del paquete europeo de mercado interior. Por otro lado, el mercado mayorista (day-ahead, intradiario) se organiza principalmente en EPEX Spot [88], donde participan productores, comercializadores y agregadores. Dentro de las figuras en la liquidación por activación de flexibilidad a partir de una VPP, se encuentra el BRP que aparece como 'Responsable d'Équilibre' [89]. Francia desarrolla procedimientos específicos para determinar cómo actuar en estas situaciones supervisados por el TSO y CRE [90].

La generación en el país se encuentra fuertemente influenciada por la existencia de energía nuclear. En 2024, el 67% de la producción tenía origen nuclear, la hidroeléctrica estaba representada por un 13,6%, el 8,3% provenía de la energía eólica, el 4.1% de la energía solar y el 3,1% provenía del gas natural. Como consecuencia, Francia está orientando su estrategia hacia mecanismos de adaptación y gestión de consumos como vía prioritaria para integrar una mayor proporción de energías renovables en su sistema eléctrico, con una modulación del parque nuclear [91].

Francia se encuentra interconectada con seis países: Reino Unido, España, Portugal, Italia, Alemania, Bélgica y Suiza. La capacidad de exportación es de 17.4 GW, mientras que de importación 12.5 GW [90]. Esto hace que la implementación de sistemas como VPPs no solo deban tener en cuenta el panorama nacional, sino internacional.

Regulación técnica y flexibilidad energética: generación, almacenamiento y demanda

La regulación técnica de las instalaciones eléctricas se incluye dentro del "*Code de l'énergie*". En particular, Francia fija los límites de conexión dentro de su marco nacional. El documento base se conoce como "*Arrêté du 9 juin 2020*", donde se recogen las prescripciones técnicas de concepción y funcionamiento para la conexión dentro de la red eléctrica, incluyendo cómo son aplicados los códigos de red para instalaciones de generación y consumo. En resumen, se pretende que el sistema de almacenamiento no altere el funcionamiento seguro de la red, de manera que los DSOs analicen las condiciones de operación siguiendo una serie de referencias.

Sobre los sistemas de almacenamiento, en la red de distribución la batería es capaz de inyectar y consumir. Estos sistemas deben cumplir la normativa NF EN 50549-1 / NF EN 50549-2 y requisitos de cómo medir la protección de desacoplamiento cuando está integrada en el inversor trifásico [92]. En cuanto al "*Arrêté du 9 juin 2020*", no se permite en baja tensión monofásica la producción por encima de 18 kVA, y en BT en general por

encima de 250 kVA. En alta tensión no está permitido operar por encima de 17 MW existiendo matices en territorios no interconectados [93]. Además de las limitaciones técnicas, en Francia se han introducido señales tarifarias asociadas a zonas con picos locales de red. La CRE incorpora este mecanismo en el TURPE 7 mediante una componente anual opcional de inyección-retirada (injection-soutirage), aplicable desde el 1 de agosto de 2026 en determinadas zonas elegibles. Su objetivo es incentivar que los sistemas de almacenamiento reduzcan los picos locales de inyección o retirada, aplicando reducciones de coste cuando su operación contribuye a aliviar dichas puntas y costes adicionales cuando las incrementa [94].

En el marco francés del autoconsumo colectivo, puede distinguirse entre operaciones de autoconsumo colectivo ordinarias y extendidas. El primero de ellos, engloba autoconsumo colectivo dentro de un mismo inmueble, el segundo, se entiende como una comunidad energética "extendida" limitada por potencia o distancia. En esta segunda casuística, los puntos de consumo e inyección deben estar en baja tensión (bajo un mismo DSO) y cumplir el criterio de proximidad fijado por una orden del ministerio (2 km). La potencia de generación acumulada del conjunto de instalaciones del proyecto debe ser menor a 5 MW (en zonas del territorio metropolitano), y menor de 0,5 MW para zonas no interconectadas. Del mismo modo, se puede ampliar el perímetro hasta 10 km si la instalación se encuentra en zonas rurales o periurbanas, y hasta 20 km si se encuentra en zonas totalmente rurales. En casos excepcionales desde 2025 se podría llegar hasta 10 MW si se cumplen unos requisitos determinados [95].

Mercados eléctricos y flexibilidad energética

El agregador y agregador independiente es reconocido por el "*Code de l'énergie*" en el artículo L338-1 [96]. Se define como cualquier agente que puede participar en todos los mercados a partir de múltiples recursos de agregación y generación. En el ámbito del equilibrio y el ajuste, se suele hacer apelación a los artículos L.321-9 a L.321-16 (mecanismos nacionales asociados a la operación del sistema). Esto implica que, por ejemplo, una VPP puede participar en mercados mayoristas o de ajuste a nivel nacional, pero debe tener siempre en cuenta los compromisos de flexibilidad local firmados con el distribuidor cuando éstos existan, ya que ambos niveles de actuación comparten la misma "física" y, por tanto, condicionan la potencia realmente disponible en cada instante. En este sentido, un mismo recurso puede participar en varios mecanismos de mercado, siempre que se respeten las condiciones de coordinación establecidas [97],[98].

En relación con la posible activación de recursos flexibles en los distintos mecanismos de ajuste, la Ley DDADUE refuerza el funcionamiento del *mécanisme d'ajustement*, al permitir que RTE movilice, tanto al alza como a la baja, toda la potencia técnicamente disponible de las instalaciones afectadas. En este esquema, la responsabilidad económica derivada de los desvíos sigue recayendo sobre el "*responsable d'équilibre*", sin que sea necesario que el agregador independiente ostente por sí mismo esa condición, siempre que su actuación

quede articulada en el marco contractual correspondiente [99]. Asimismo, en línea con el nuevo diseño del mercado eléctrico europeo, las instalaciones de generación de más de 10 MW, incluidas las renovables, pasan a integrarse obligatoriamente en el mecanismo de ajuste [100], de modo que los grandes parques eólicos o fotovoltaicos dejan de ser recursos pasivos y pasan a configurarse como recursos de flexibilidad plenamente incorporados a la operación en tiempo real del sistema.

Otra vía de valorización de flexibilidad agregada es mediante los mercados locales desarrollados por Enedis (DSO francés), que se trata de una filial de EDF a cargo de la gestión de en torno al 95% de la red eléctrica francesa [101]. El distribuidor coordina esfuerzos y compra flexibilidad energética para facilitar la integración de energía renovable y permitir la evolución del mercado de la demanda. Según indica, los servicios de flexibilidad local son una nueva herramienta que permite la gestión y optimización de la planificación de la red. Todo ello, a partir de compañías, agregadores o comercializadoras. Para poder participar en este plan, es necesario tener capacidad de ofrecer flexibilidad energética y estar conectado a la red. Dependiendo del área geográfica es posible la participación o no, y se clasifica en una oferta al alza o a la baja. La flexibilidad a la baja tiene como objetivo reducir el flujo neto de potencia que llega a la red en ese punto y, se emplea cuando existe exceso de producción renovable y aparecen sobretensiones o congestiones. En la flexibilidad al alza el objetivo es aumentar la potencia disponible para la red en ese punto. El agregador debe reducir consumos o aumentar producción local o descarga de las baterías. En la Figura 3 se identifican diferentes ubicaciones potenciales (verde) donde existen participaciones para favorecer el funcionamiento de la red eléctrica. Como consecuencia, dependiendo de la cada uno de estos emplazamientos los requisitos de Enedis son diferentes. A modo de ejemplo, en la zona central del país (Bourgueil) el producto es una oferta al alza. Según el contrato firmado, la remuneración puede estar sujeta a la capacidad reservada, habiendo una porción fija, cuyo valor varía en función del mes de la disponibilidad, además de una parte variable [102]. Dicha remuneración variable depende de la subasta del mercado donde, dependiendo de las necesidades, las ofertas son diferentes. Por ejemplo, en Bourgueil se exige que la potencia mínima ofertada sea de 500 kW, durante un tiempo mínimo de 30 minutos. Para este caso, Enedis informa sobre la probabilidad de que ocurra el evento. En concreto, para el caso de uso comentado ocurrirá una vez cada 1 a 5 años, siendo una situación poco probable [103].

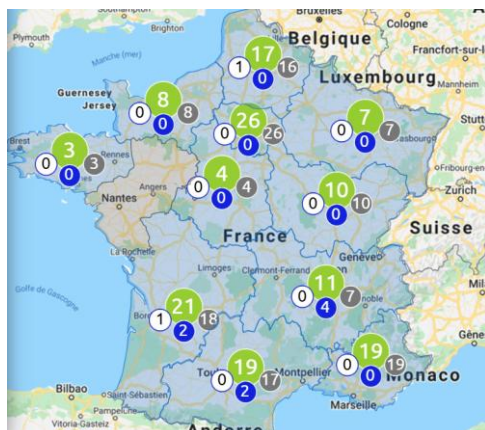


Figura 3. Zonas geográficas posibles para participar en la flexibilidad energética de la red en Francia. En verde todas las oportunidades y en azul aquellas en marcha. Gestionado por el DSO Enedis. Fuente: [104].

La demanda flexible también tiene un mecanismo de valorización de modulaciones en Francia, pudiendo obtener ingresos adicionales. La parte de respuesta de demanda se menciona el artículo L.271-3 (y su desarrollo reglamentario), donde se trata la valoración de la respuesta de demanda. La idea principal es asegurar que, si un agregador activa una reducción de carga en un cliente, el comercializador sea compensado por el hecho de que su cliente ha comprado menos energía de la prevista [105]. Este esquema de reducción de consumo y la compraventa asociada se articula mediante el denominado NEBCO (anteriormente reconocido y desarrollado bajo el nombre de NEBEF), que organiza los flujos energéticos y económicos entre los distintos actores cuando la flexibilidad proviene de la demanda (incluyendo agregadores) [106].

El esquema NEBEF, implementado en Francia desde 2014, organiza de forma práctica los flujos de energía entre los diferentes agentes para la participación de la respuesta de demanda en el mercado eléctrico. El proceso regula principalmente la valoración económica de la reducción de consumo gestionada por agregadores independientes, de manera que el servicio pueda integrarse en los mecanismos del sistema sin generar distorsiones con la comercialización. En la práctica, la integración de flexibilidad en Francia se entiende como una superposición de niveles (nacional y local) que obliga a coordinar la programación, la activación y la liquidación, evitando incompatibilidades entre servicios firmados para una misma capacidad física [107]. En cuanto a los beneficios económicos asociados, algunos datos (febrero 2025), incluyen un pago por compensación en base a un perfil de consumo en horas pico dividido en dos zonas, (1) 83,52 €/MWh, (2) 106,79 (€/MWh), con mínimas participaciones de 100 kW [108].

El mecanismo de capacidad francés tiene como objetivo garantizar la disponibilidad de potencia suficiente durante los periodos de mayor tensión del sistema, especialmente durante los picos de demanda invernales. Para ello, el TSO determina anualmente las necesidades de capacidad del sistema y establece las obligaciones correspondientes, que

pueden revisarse en función de la evolución de la red y de la capacidad certificada. El proceso comienza con varios años de antelación —hasta cuatro años antes del periodo de entrega— y puede complementarse con ajustes posteriores. En este contexto, las VPP, al agregar recursos de generación, almacenamiento y demanda flexible, pueden participar en el mecanismo aportando capacidad disponible y obtener la remuneración correspondiente. Esta participación puede realizarse mediante generación adicional o mediante reducción o desplazamiento de la demanda. Una descripción más detallada del funcionamiento del mecanismo se recoge en [109]. Asimismo, estos recursos pueden participar, bajo las condiciones correspondientes, en otros segmentos del mercado eléctrico, como los mercados diarios, intradiario y de reservas.

Tendencias

Las necesidades de flexibilidad principalmente se originan por la integración de energías renovables (eólica/solar) que obligan a disponer de flexibilidad desde el lado de la demanda, el almacenamiento, y la modularidad del generador. En el país se pretende aprovechar la infraestructura existente de forma inteligente [110], [111].

El TSO en Francia ha expresado la necesidad de desarrollar GW de nueva flexibilidad para asegurar la seguridad de suministro en la generación y optimizar la operación del sistema eléctrico en 2030. En su informe “Adecuación de la Generación” detalla varios paquetes de flexibilidad que pueden suplir esas necesidades [112]. Además, se indica que la flexibilidad de la demanda tendrá un rol fundamental porque se puede implementar rápidamente y permite mejorar el balance medioambiental con menores costes que otras formas de flexibilidad como las baterías o las actuaciones de los sistemas de generación de energía térmica [113]. Asimismo, la CRE está reformando sus tarifas horarias para que las horas valle se desplacen hacia la tarde aprovechando la energía solar [112], [114].

Sin embargo, para su despliegue se requiere de digitalización en todos los sectores, incluido el residencial. Un ejemplo de ello es la instalación de BACS “Flex Ready”, sistemas de automatización y control de edificios que miden, controlan y reciben señales estándar (precio, potencia contratada, CO₂, etc.) desde comercializadoras, agregadores y el sistema (EcoWatt, RTE); la medición forma parte del ecosistema, pero lo central gira alrededor del control, la automatización y la modulación de usos. Actualmente, la existencia de estos sistemas es aún limitada y RTE dice claramente que hay que acelerar el despliegue de BACS y garantizar interoperabilidad mediante APIs y estándares comunes. En el sector residencial, el informe indica que pocos hogares tienen hoy control global de calefacción, agua caliente, VE, etc., y plantea como pasos pendientes más sistemas inteligentes de gestión de energía, así como termostatos y que estos sistemas puedan recibir automáticamente señales económicas para reprogramar consumos. Por otro lado, son necesarias ofertas tarifarias o contratos energéticos de agregación que transmitan señales claras al consumidor [113].

Algunos casos de estudio sobre VPPs en el panorama francés son incluidas en la Tabla 4.

Casos de uso

Tabla 4. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Francia.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
EVVE	Demostrador a gran escala con agregación de 800 puntos de recarga de vehículos eléctricos distribuidos por toda Europa, principalmente en Francia	Control de la demanda, y el almacenamiento	Agrega una capacidad total instalada de 8,36 MW. A partir de las señales del mercado se gestionan las horas pico, y se apoya a la red debido a su carácter bidireccional.	[115]
Compagnie Nationale du Rhône (CNR)	Parque solar y eólico.	Control remoto de la generación.	Control de la producción dependiendo de los precios del mercado. En el caso de que los precios sean negativos las plantas reducen su potencia de generación de forma automática.	[116]
Veolia Water France	Se gestionan las cargas mediante bombas y motores, en plantas de tratamiento de agua residual (WWTP) y de producción de agua potable.	Control automático de las cargas dependiendo de las señales de la red.	Las plantas de producción de agua potable aprovechan la energía almacenada y paran bombas. Por otro lado, las WWTP limitan o retrasan los ciclos de aireación en los reactores biológicos. Mediante la VPP Flexcity se agregan cargas para participar en la respuesta de la demanda.	[117]

8.4. Finlandia

En el contexto finlandés la agregación y, por tanto, las VPPs tienen una vía relevante de monetización: los mercados de balance; en concreto, a partir los productos FFR, FCR-D, FCR-N y aFRR, según indica el TSO Fingrid [118]. En todo este modelo nórdico, la liquidación de desbalances se realiza de forma coordinada por eSett Oy, que actúa como Imbalance Settlement⁵ Responsible (ISR). eSett describe el Nordic Imbalance Settlement Model (modelo de liquidación de desbalances), mediante el cual gestiona la liquidación, facturación y compensaciones asociadas a BRPs y BSPs, incluyendo los pagos vinculados a servicios de balance y a la compensación por agregación independiente [119]

Estructura de la red eléctrica

La red eléctrica de Finlandia forma parte del sistema inter-nórdico síncrono que también incluye el este de Dinamarca, Noruega y Suecia. En la práctica, la VPP debe operar bajo el marco nórdico teniendo en cuenta cómo afecta y regula los productos de reservas y balance, los procesos de liquidación y la integración en el panorama europeo; day-ahead, intradía, EBGL, MARI/PICASSO [120], [121]. El operador del sistema de transmisión es Fingrid, que opera bajo el marco regulatorio supervisado por la Energy Authority (Energiavirasto) [122], [123]. Desde la perspectiva de una VPP, Fingrid constituye el actor clave para la participación en servicios de balance y reserva, orientados a mantener la seguridad operativa del sistema (frecuencia estable) y el equilibrio entre generación y consumo. En cuanto al sistema de distribución, existen aproximadamente 80 operadores, responsables de las redes de media y baja tensión. Los distribuidores establecen cuáles son las condiciones técnicas de conexión, la disponibilidad de datos de medición y la capacidad de integrar recursos pequeños mediante procesos de datos estandarizados, como el Datahub [124], [125].

Finlandia presenta un esquema de operador del mercado conocido como multi-NEMO, donde Nord Pool y EPEX SPOT coexisten y operan como NEMOs/power exchanges bajo el citado esquema multi-NEMO. Ambos ofrecen servicios en el mercado day-ahead e intradía.

En 2025, los indicadores de energía eléctrica total demandada en los mercados mayoristas por fuente de generación quedan desglosados en: 14,50% hidráulica, 26,18% eólica, 1,18% solar, 36,91% nuclear, 5,19% ciclo combinado/cogeneración a nivel "district heating", 7,67% ciclo combinado/cogeneración a nivel industrial, 1,77% fuentes de energía térmica convencional [126].

Para una VPP, operar en un sistema fuertemente interconectado como el nórdico implica que el valor económico de la flexibilidad depende en gran medida de cómo evolucionan los intercambios transfronterizos y las congestiones. En condiciones normales, las interconexiones tienden a "suavizar" el precio al permitir que el sistema importe o exporte

⁵ Settlement: liquidación

energía según convenga. Sin embargo, cuando la capacidad de intercambio se satura o se producen restricciones en las interconexiones, los precios pueden separarse entre mercados y momentos concretos. En ese contexto, una VPP puede capturar oportunidades de arbitraje/oportunidades económicas derivadas de la volatilidad: desplazar consumo hacia intervalos baratos, reducir demanda (o descargar baterías) cuando el precio sube, o reoptimizar su posición en el intradiario. Esta oportunidad es especialmente relevante con liquidación y señales de mercado en resolución de quince minutos, porque la variabilidad de la eólica y las correcciones de previsión cerca del tiempo real se reflejan en cambios de precio más rápidos y frecuentes.

Regulación técnica y flexibilidad energética: generación, almacenamiento y demanda

Los requisitos técnicos para poder habilitar la flexibilidad son elaborados por Fingrid. Este organismo publica "Grid Code Specifications" que incorporan códigos europeos y adiciones nacionales. Fingrid publica especificaciones técnicas diferenciadas para instalaciones de generación, demanda, almacenamiento e interconexiones HVDC; por ejemplo, las instalaciones de generación quedan bajo el "*Power Generating Facilities*" - VJV2024 [127]. Desde la perspectiva de una VPP que agregue generación distribuida, estos requisitos condicionan las capacidades de control, intercambio de información, modelado y, cuando proceda, telemedida que deben cumplir los activos conectados.

En lo relativo a sistemas de almacenamiento, Fingrid elaboró el Grid Energy Storage Systems – SJV2024 [128] donde, además de los requerimientos de conexión, operación, control, cumplimiento, ensayos, modelado o información técnica, se incluyen los requisitos de medición en tiempo real y requisitos generales para sistemas de almacenamiento que inyectan energía en la red. Esta normativa aplica a sistemas con una potencia nominal mayor de 0,8 kW. Dependiendo de la potencia, las limitaciones técnicas son diferentes. Para las instalaciones tipo A (0,8 kW – < 1 MW, conexión < 110 kV), los requisitos se centran en asegurar que el almacenamiento soporte rangos normales de tensión y frecuencia, así como asegurar que dispongan de capacidades básicas de control de potencia activa y respuesta a sobrefrecuencias; este tipo de sistemas no requieren mediciones en tiempo real. Los sistemas de almacenamiento con baterías tipo B (1 – < 10 MW, conexión < 110 kV), incluye todas las especificaciones previamente mencionadas, y, además, otras de operación y telecontrol. Las de tipo C presentan potencias de 10 – < 30 MW, y conexión < 110 kV. Para los sistemas tipo C y D, el SJV2024 introduce requisitos de capacidades "*grid-forming*", es decir, que sirvan como fuentes de voltaje y de frecuencia, apoyando a la estabilidad del sistema. Dentro de los modos de funcionamiento, debe tener capacidad de funcionamiento y operación a voltaje constante, potencia reactiva constante y factor de potencia constante en el punto de conexión. Los sistemas de almacenamiento de mayor tamaño, tipo D ≥ 110 kV o ≥ 30 MW, deben cumplir con todos los requisitos (C), y tener un sistema de medición muy robusto junto con un gran soporte ante fallas.

En los modelos finlandeses de comunidades energéticas y electricidad compartida, el alcance del esquema no depende únicamente de la potencia instalada, sino también de la configuración física y contractual de los participantes, del punto o puntos de conexión a la red y del mecanismo de medición y asignación de la energía compartida [129]. Se diversifican en diferentes modalidades bajo el amparo del Electricity sharing o compensation calculation (hyvityslaskenta). En la comunidad energética *"interna del inmueble implementada con cálculo de crédito"* la producción se emplea para cubrir el 100% del consumo en el punto de conexión donde está conectada, y el excedente se reparte entre el resto de los puntos de consumo del mismo inmueble [130] [131]. En otro de los casos, se permite el intercambio de energía entre inmuebles que no estén bajo el mismo punto de conexión. Para ello, es necesario instalar otra línea procedente de la generación, y que además de alimentar a una serie de participantes, inyecte energía a otros que no se encuentren bajo el mismo contador. En general, la idea solo es viable si no existen limitaciones técnicas y físicas. El último caso de comunidad energética recibe el nombre de "Comunidad distribuida o virtual", donde no existen conexiones físicas, y la inyección de energía se realiza por la red de distribución/transporte. Esto quiere decir que la planta de producción puede situarse en otro punto distinto al de conexión del consumidor. Para este caso, la proximidad física dejaría de ser el criterio principal, ya que los miembros podrían ubicarse en cualquier parte de Finlandia y utilizar la red pública para la distribución de electricidad, aunque se puede exigir que todos los participantes se encuentren en la misma comercializadora, requisitos de medición, etc. Este tipo de comunidades energéticas suele estar representado por una comercializadora que vende su energía al mercado o a un comprador en concreto. En la factura se verá una reducción del término de energía, pero sigue pagando peajes por el uso de la infraestructura (red) [132]. A este respecto, el Ministerio de Asuntos Económicos y Empleo de Finlandia recoge la recomendación de facilitar comunidades energéticas descentralizadas en las que los miembros podrían ubicarse en cualquier parte del país, utilizando la red pública para la distribución de electricidad [129]. No obstante, este planteamiento aparece asociado a propuestas de desarrollo regulatorio, por lo que conviene diferenciarlo de los modelos actualmente restringidos al mismo inmueble o grupo comparable de inmuebles conectado mediante la misma conexión comentarios anteriormente.

Mercado eléctrico y acceso de la flexibilidad

La Electricity Market Act 588/2013 (sähkömarkkinalaki), es la ley básica del mercado eléctrico finlandés. Regula la organización del mercado, la responsabilidad de balance, el papel de TSOs/DSO y las bases de la medición inteligente y los contratos de electricidad. Esta ley incluye el uso de contadores inteligentes y datos horarios, la participación de la demanda en el mercado, apertura a agregadores y flexibilidad distribuida. Presenta modificaciones posteriores atendiendo a la Electricity Market Act 497/2023 que es la gran reforma de acuerdo con la Directiva (UE) 2019/944. En ella, se define la agregación, permitiendo su participación en los mercados diario, intradiario y de energía de balance.

Además, exige que el agregador compense al comercializador o BRP por los costes que su activación de flexibilidad les genere. Por otro lado, Fingrid debe diseñar el método de compensación y adaptar las reglas de los mercados de reservas (FCR-D, FCR-N, FFR y aFRR). Siguiendo el esquema europeo, este modelo es similar al del país belga, sin existir el modelo conocido como ToE para compensaciones (BRP). En este caso, existe un esquema de "*compensation fee*" y ajustes de balance que se integran en la liquidación nórdica.

En cuanto a la tarificación, Fingrid establece diferentes pagos en este mercado flexible. En el esquema finlandés de servicios de balance, la liquidación económica de la flexibilidad suele separar el pago por capacidad y el pago o cargo por la energía activada cuando Fingrid ordena una regulación. En este segundo componente, para productos con activación energética explícita como mFRR, aFRR y FCR-N, se aplica una *energy fee* en función de los MWh activados: si la activación es al alza (se requiere aportar energía neta al sistema, ya sea aumentando generación o reduciendo consumo), Fingrid está "comprando" esa energía/servicio y el proveedor —típicamente el BSP— recibe la correspondiente compensación; si la activación es a la baja (el sistema necesita reducir energía neta, por ejemplo absorbiéndola o incrementando carga), la liquidación invierte el sentido económico y el BSP paga esa *energy fee*, salvo que el precio de down sea negativo, en cuyo caso el signo vuelve a invertirse y Fingrid paga también en regulación a la baja. Por otro lado, en productos de respuesta muy rápida orientados a estabilizar la frecuencia (p. ej., FCR-D y FFR) normalmente no existe una *energy fee* "clásica", y el efecto de la activación se refleja principalmente como un desvío respecto a lo programado, que se gestiona a través de la liquidación de desvíos y, según el producto/modelo aplicable, mediante mecanismos de corrección/ajuste en el perímetro del BRP del recurso; esto es relevante porque el BRP paga o cobra por los desvíos de su cartera y la normativa finlandesa exige que cualquier desviación causada por la gestión/activación de demanda o flexibilidad quede correctamente contabilizada en su balance. Además, cuando quien activa la flexibilidad es un agregador independiente (distinto del BRP del recurso), se aplica un modelo de compensación (*compensation fee*) para reembolsar al BRP los costes económicos que le genera esa activación [133].

Fingrid anunció para 2025 una tarifa de capacidad específica para almacenamiento de 87,5 €/MW/mes, calculada sobre la suma de la potencia nominal de consumo y de producción del almacenamiento [134]. Esta cuantía equivale a la mitad de la tarifa de capacidad de generación aplicada a centrales eléctricas, fijada en 175 €/MW/mes en las tarifas de servicio de red de 2025 [135]. En cuanto a los precios de reserva de capacidad del mercado anual FCR 2026, Fingrid indica que no se contratará FCR-N en el mercado anual, sino a través del mercado horario y de adquisiciones desde el extranjero. Para FCR-D, los precios anuales adjudicados fueron de 3,50 €/MW/h para FCR-D up y 6,00 €/MW/h para FCR-D down [136].

En cuanto a la monetización de los sistemas de almacenamiento tipo baterías, las instalaciones conectadas a la red de transporte pueden tener un ingreso adicional por

capacidad, además de por el término de energía [134]. Esto es sinónimo de una vía adicional de ingresos dentro del marco de las VPPs.

Tendencias

En la Tabla 5 se recogen otras tendencias y avances que Finlandia está llevando a cabo para poder promover la flexibilidad energética.

En concreto, Fingrid promueve la flexibilidad desde el lado de la demanda a partir de la variación de precios y de los mercados reservas. Con el paso del tiempo, su importancia ha ido creciendo por la intermitencia de las renovables, donde el sistema debe mantener equilibrio instantáneo entre producción y consumo de forma eficiente. Según Fingrid, en Finlandia la demanda ya ha participado en reservas a partir de la gran industria, principalmente. Actualmente, este recurso ya participa en los mercados, como se muestra en la Figura 4 [137].

Un caso de estudio relacionado con la demanda flexible fue llevado a cabo por Elenia (DSO). Este proyecto a gran escala usa un elemento ya presente en muchos hogares: los relés de control de carga integrados en los contadores inteligentes, que históricamente se usaban sobre todo para tarifas nocturnas, y que con los nuevos contadores AMR 2.0 (con resolución de 15 minutos) pasan a ser una palanca mucho más versátil; de hecho, el marco finlandés obliga a que esos AMR 2.0 incluyan funcionalidad de control de carga en viviendas unifamiliares y bifamiliares y fija el cambio de contadores a AMR 2.0 con inclusión de puerto HAN como fecha límite en 2031, mientras que una propuesta regulatoria plantea “comercializar” ese control para que también lo puedan usar proveedores de servicios de flexibilidad (flexibility service provider (FSP) o agregadores) desde el 1 de septiembre de 2026, mediante una interfaz de control en el Datahub a la que el usuario autoriza al FSP (con el DSO como habilitador, no como FSP principal). En lo operativo, Elenia ya ofrece hoy un servicio gratuito que permite a clientes domésticos automatizar el control de cargas conectadas al relé (típicamente termos eléctricos de acumulación y suelo radiante eléctrico de acumulación) siguiendo las horas más baratas del day-ahead, y además probó la viabilidad técnica en un piloto 2018–2020 con 76 hogares [138]. Este caso de estudio es un ejemplo claro de “habilitador” de VPP. Diferentes microcargas pueden ser agregadas sin instalar sistemas adicionales, solo con el control que hay en el contador de los hogares y la nube. Mediante la base de datos, esta arquitectura puede facilitar la futura comercialización de la flexibilidad por parte de FSPs o agregadores, al combinar control remoto, medición estandarizada y autorización de acceso a datos a través del Datahub.

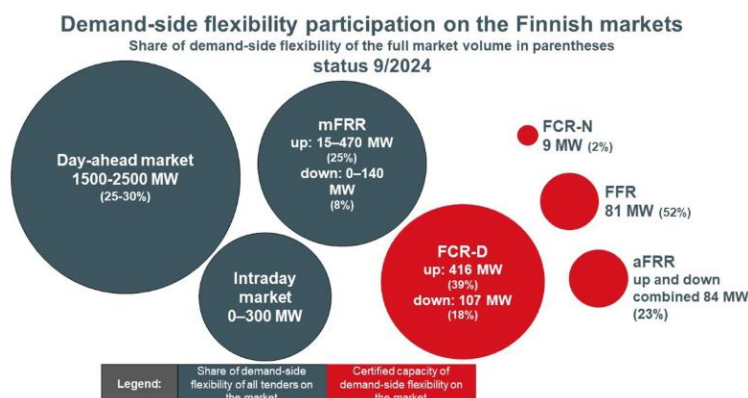


Figura 4. Participación de la flexibilidad de demanda en los mercados eléctricos de Finlandia en 2024. Fuente: [137].

La demanda flexible puede aportar valor tanto a nivel global, ayudando al TSO a estabilizar la red y mantener la frecuencia, como a nivel local, favoreciendo la descongestión y el control de tensiones por parte del DSO. En Finlandia, el proyecto piloto FinFlex ejemplifica esta coordinación entre TSO y DSO mediante un mercado digital común de flexibilidad gestionado por Fingrid y Helen Electricity Network, orientado a resolver congestiones reales en transmisión y distribución. Este mercado, descrito como el primer *marketplace live* de flexibilidad local en Finlandia, opera a través de la plataforma NODES, donde se negocian productos de capacidad y activación, movilizand consumo, generación y almacenamiento de forma localizada. Este modelo resulta especialmente relevante para las VPPs, ya que la flexibilidad solo aporta valor cuando se sitúa en la zona donde existe el cuello de botella. Por ello, la VPP actúa como capa de agregación, control y verificación, permitiendo agrupar pequeños recursos por zonas de red, coordinar activaciones, acreditar el cumplimiento y evitar solapamientos con otros mercados. No obstante, el proyecto también muestra limitaciones, como la escasez y dispersión de recursos agregados, la imposibilidad de combinar recursos de distintos BRP [139] en una misma oferta en algunos casos y la regla según la cual una misma capacidad no puede ofrecerse simultáneamente en el mercado de congestión y en las reservas del TSO para la misma hora [138].

Otro elemento clave para facilitar el despliegue de VPPs en Finlandia es el Datahub de Fingrid, un sistema centralizado que reúne datos de suministro, consumo, comercializadores y consentimientos. Esta infraestructura estandariza el acceso a la información, simplifica la verificación de la flexibilidad y mejora la liquidación de activaciones y desvíos, reduciendo costes administrativos y disputas, lo que hace más viable la participación de agregadores en distintos mercados eléctricos [125].

Finalmente, el contexto finlandés refuerza aún más el interés de las VPPs. Fingrid prevé un fuerte aumento de la demanda eléctrica asociado al hidrógeno, los e-fuels, los centros de datos y la electrificación industrial, con un consumo estimado de 103-123 TWh en 2030 y 104-159 TWh en 2035 [140]. A ello se suma el peso de las redes de district heating, que en

2024 ya integraban 1.540 GWh de calderas eléctricas, 2.130 GWh de bombas de calor y 6.250 GWh de calor recuperado. Desde la perspectiva de las VPPs, estas redes son especialmente interesantes porque concentran grandes cargas térmicas en pocos puntos de control y permiten desplazar demanda gracias a su inercia térmica, facilitando así la agregación y operación de flexibilidad a escala [141].

Tabla 5. Estado regulatorio y del desarrollo de las tendencias en flexibilidad energética en Finlandia.

Tendencia	Normativa y proceso desarrollados	Información adicional
Demanda flexible	✓	Fingrid habilita la participación de demanda flexible, estableciendo requisitos y procesos de participación. Enfocado en la estabilidad del sistema.
Agregador independiente	✓	Ley 497/2023 reconoce el derecho del usuario final a ofrecer servicios como agregador y obliga a compensar al proveedor o BRP por activación. Constituye una base reguladora relevante para modelos VPP basados en agregación.
Flexibilidad local para congestión	✗	En desarrollo parcial con proyecto piloto "FinFlex". A partir de este proyecto se pretende el desarrollo de normativas nacionales.
Periodo de liquidación de desvíos y en mercados 15 min	✓	Introducido desde 2023 en el imbalance settlement Introducido desde 1 de octubre de 2025 en el mercado day-ahead.
Digitalización del sistema	✓	Plataforma Datahub desarrollada donde se estandarizan permisos e intercambios de datos a partir de mediciones cada 15 minutos. Principalmente, facilita el mercado eléctrico contando con 4 millones de puntos de consumo.
Evolución mFRR a MARI	✗	En desarrollo. Implementación en 2027.
aFRR tiempo real (PICASSO)	✓	No solo se paga por capacidad, sino por energía activada. Las ofertas se realizan casi a tiempo real. A nivel de VPP requerirá mayor automatización y precisión.

Electrificación	X	En desarrollo. El aumento de demanda asociado a electrificación industrial, centros de datos, hidrógeno/e-fuels, transporte y calefacción incrementa la necesidad de flexibilidad. Las bombas de calor, calderas eléctricas, almacenamiento térmico y cargas gestionables pueden convertirse en recursos relevantes para VPPs.
-----------------	---	--

En la Tabla 6 se recogen algunos casos de uso de VPP reales en el marco finlandés.

Casos de uso

Tabla 6. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Finlandia.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
Innovestor project	Baterías para almacenamiento, y energía solar fotovoltaica.	Almacenamiento, generación y demanda flexibles.	Se agrupan 29 propiedades en una VPP. 60 MWh de almacenamiento con 15 MW de potencia, 6,5 MWp conectados a la red de energía FV.	[142]
Distributed Energy Storage -Elisa	Baterías de almacenamiento con control centralizado.	Almacenamiento.	VPP distribuida basada en baterías de respaldo en estaciones base móviles de Elisa. Integra 150 MWh de capacidad y participa en las reservas para el balance de la red, cuando generación y demanda difieren.	[143]
Aurora pyramids	Sistema conformado por once apartamentos, energía solar fotovoltaica y baterías.	Demanda, almacenamiento y generación.	Los 11 alojamientos que participan en la microred se integran en un servicio VPP de Vibeco/Siemens para modular consumo y participar como unidad de reserva de Fingrid. El sistema incorpora una microred con automatización, 132 kWp de solar y almacenamiento en batería de 1,3 MW de potencia de almacenamiento.	[144]

Sinebrychoff – VPP	Sector industrial (bebidas) junto con batería de almacenamiento	Almacenamiento	Se disponen de 20 MW de potencia de almacenamiento. El sistema automatizado integra servicios de red y trading desde el punto industrial. La batería puede apoyar a la planta industrial, pero se emplea principalmente con fines de apoyo a red.	[145]
LEMENE – Lempäälä Energy Community	FV, baterías, motores de gas (CHP), pilas de combustible y almacenamiento térmico, dentro de un entorno industrial para su suministro.	Generación, consumo y almacenamiento	Microgrid/Comunidad energética con funcionalidad VPP que optimiza la producción eléctrica para producir calor, en función de la capacidad renovable, el consumo y los precios del mercado. Integra 4 MWp de solar, 8,1 MW de motores de gas CHP, almacenamiento eléctrico de 4 MW, almacenamiento térmico y 130 kW de pilas de combustible. Un controlador de microrred optimiza la producción eléctrica y térmica considerando previsiones de demanda, generación solar y precios de mercado; la capacidad restante se ofrece automáticamente al mercado nacional de reservas.	[146]

8.5. Países Bajos

Estructura de la red eléctrica

La estructura básica del sistema neerlandés presenta al operador del sistema de transmisión TenneT que es responsable de coordinar el transporte y los mercados de balance. Además, existen varios distribuidores regionales (Liander, Enexis, Stedin, etc.), que gestionan las redes de distribución. Los aspectos técnicos de código de red y tarificación son aprobados por el regulador ACM (Autoriteit Consument & Markt). Por otro lado, los operadores del mercado eléctrico son EPEX Spot, Nord Pool y ETPA Holding.

La producción de electricidad en el país tiene una gran componente renovable representando el 52,07% en 2025 (solar, eólica terrestre y marina, y biomasa). Dentro de los recursos fósiles, el gas natural es el que mayor porcentaje registró con un 25,67%, mientras que la cogeneración, el carbón y la energía nuclear presentaron un 10,69%, 6,73% y 3,15%, respectivamente [147]. Sobre los sistemas de almacenamiento (baterías) en 2024 existía una capacidad total instalada de 620 MWh [148]. Sin embargo, en el sector residencial se ha observado una tendencia creciente lo que incrementa los MWh disponibles. En cuanto a las interconexiones, Países Bajos se encuentra interconectada con Bélgica, Dinamarca, Alemania, Noruega y Reino Unido.

El intercambio de datos e información sobre el mercado eléctrico queda reflejado en tres bloques principales. EDSN (Energie Data Services Nederland) es una plataforma de uso para los operadores de la red, TSOs y DSOs, junto con las comercializadoras (suppliers), de forma que los procesos estandarizados y los datos son compartidos de forma segura [149]. Energiedatawijzer es el portal donde se publican las descripciones oficiales de servicios y procesos de intercambio de datos del mercado. Estos documentos dejan claros los roles formales, los “patrones” de mensajería y las validaciones/confirmaciones asociadas [150]. El MMC-hub es un sistema central de intercambio de información facilitado y operado por TenneT. A partir de este sistema las diferentes partes del mercado pueden recibir datos mensuales sobre los volúmenes de energía generado y consumidos por los usuarios en una cartera o zona determinada de interés. En general, el sistema se emplea para conocer mediciones y asignaciones de energía. En cambio, no sirve para controlar activos en tiempo real [151]. A nivel de VPP puede ser empleada para enviar información sobre medidas, asignaciones y correcciones entre TSO-DSO y BRP, es decir, conocer cuánto se ha activado y cuánto se ha medido para liquidar energía y costes. El MMC-hub facilita el intercambio formal de esos datos. Además, cuando se separa el consumo/producción flexible en un punto/registro específico (según reglas locales), el intercambio de datos de allocation/medida es crítico para que el mercado “vea” esa flexibilidad separada del suministro normal.

Regulación de flexibilidad: generación, almacenamiento y demanda

A partir de la entrada vigente de Energiewet en 2026, se organiza la legislación nacional, y se alinea con los códigos y directivas europeas modificando las leyes previas (Electricity Act 1998 y la Gas Act). Como consecuencia, en esta nueva normativa se definen los roles relacionados con las VPPs, así como, la participación en flexibilidad, acceso a red, datos y responsabilidad por desbalances [152]. Paralelamente, existen una serie de requisitos de conexión, de forma que se debe cumplir con el Netcode elektriciteit y los Connection Network Codes.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento como las baterías, se presentan como los grandes recursos de flexibilidad en el país. Existe una guía que estandariza cómo poder evaluar proyectos de baterías en las diferentes áreas geográficas del país, para que la ubicación y el tamaño se empleen de la forma más eficiente. En cuanto a alcance, delimita el objeto: se centra en sistemas de almacenamiento como “objetos independientes” (stand-alone), dejando fuera el almacenamiento integrado con otros sistemas como puede ser un consumo residencial. Además, incorpora una serie de procedimientos como preconsulta, participación, identificación de actividades sujetas a permiso, y una revisión de temas típicos de condicionamiento: energético, impacto sobre medioambiente seguridad y ruido [153]. Aunque no se trata de una guía técnica de operación en sentido estricto, sí resulta relevante para las VPPs, en la medida en que facilita el despliegue de baterías susceptibles de ser agregadas como recursos flexibles. Los requisitos técnicos de conexión de estos sistemas se recogen en el documento “*Electricity Storage Modules compliance verification*”, alineado con el Netcode elektriciteit. En él, los módulos de almacenamiento se clasifican según su potencia instalada y, para determinadas categorías, se exige la aportación de resultados de ensayos, simulaciones y documentación técnica para verificar su conformidad antes de la puesta en servicio. A nivel de distribución, el operador de red evalúa además las condiciones de operación de la batería en función de la situación concreta de la red [154]. En este contexto, pueden admitirse conexiones condicionadas siempre que la instalación no agrave la congestión existente, lo que en la práctica puede traducirse en limitaciones a la carga y descarga en determinadas horas punta. Para las VPPs, esta cuestión es especialmente relevante, ya que la disponibilidad efectiva de los recursos agregados depende no solo de sus capacidades tecnológicas, sino también de las restricciones operativas impuestas por la red.

Junto a la conexión individual de activos, el marco neerlandés contempla también fórmulas que pueden facilitar la integración de recursos en esquemas de agregación, como el “*cable pooling*”. Este modelo permite compartir una misma conexión entre distintas instalaciones dentro de ciertos límites técnicos, como una capacidad mínima conjunta de 100 kVA y un máximo de cuatro instalaciones por punto de conexión. La conexión puede utilizarse para inyección a la red, consumo, almacenamiento o conversión [155]. Aunque puede aplicarse tanto en redes de transporte como de distribución, su uso es más frecuente en esta última. Desde la perspectiva de las VPPs, esta figura es relevante porque favorece la combinación

de tecnologías complementarias detrás de un mismo punto de conexión, mejorando el aprovechamiento de la capacidad disponible y ampliando la flexibilidad gestionable. Un caso de estudio que pone en la práctica esta instalación es el existente en un vivero, Zwanendal BV en Sint-Maartensvlotbrug, donde hay un aerogenerador, paneles solares y una batería (participa apoyando a la red, FCR) [156].

En Países Bajos una comunidad energética se define como la colaboración de diferentes agentes (residentes, empresas, municipios, provincias o empresas municipales de aguas) en proyectos energéticos. La comunidad energética cuenta con miembros, accionistas o socios, según su forma jurídica. Las principales funciones de una comunidad energética consisten en generar energía y compartirla con los vecinos/empresas, suministrar energía generada a precio de mercado, almacenar energía para igualar oferta y demanda, gestionar toda la infraestructura y, ahorrar energía a los vecinos para hacer más sostenible los hogares/empresas [157]. En cuanto a límite de proximidad, los consumidores reciben una subvención si se encuentran dentro del mismo código postal [158]. Un ejemplo que engloba este modelo de autoconsumo es el de la *"COOPERATIVE REPUBLICA PAPAVERWEG"*. El propósito es crear una cooperativa basada en una ciudad sostenible dentro de Amsterdam. El complejo incluye casas, espacios de negocio y un hotel, existe una red inteligente con baterías que permite el balance de energía suministrada y la demandada [159].

Mercados eléctricos y flexibilidad energética

En los Países Bajos, la flexibilidad energética se está configurando como un elemento central tanto para la operación técnica del sistema como para la participación de nuevos actores en los mercados eléctricos. Este proceso se apoya, por un lado, en la reorganización normativa introducida por la Energiewet, que sustituye a la Elektriciteitswet 1998 y a la Gaswet, y, por otro, en un conjunto de instrumentos regulatorios y contractuales orientados a gestionar la congestión de red y a valorizar la flexibilidad. En este marco, la nueva legislación resulta especialmente relevante para las VPPs porque estructura los derechos y obligaciones vinculados al acceso a red, a la participación en mercados, al tratamiento de datos y a la responsabilidad por desbalances, incorporando además la figura del agregador y del agregador independiente en línea con la Directiva (UE) 2019/944.

Paralelamente, en el Netcode, aparece la posibilidad de exigir participación en mecanismos de descongestión como CSP (Congestion Service Provider en la plataforma GOPACS) y se incluyen otros requisitos relacionados con el consumo mínimo o la inyección máxima de energía en determinados momentos [160]. TenneT junto con los DSOs han creado la plataforma conjunta GOPACS, una plataforma de flexibilidad y gestión de congestión en la que pueden participar agregadores o carteras flexibles; en concreto, para la gestión de congestiones a partir de activos flexibles como baterías, bombas de calor, e-boilers, almacenamiento térmico, generación gestionable, etc. En esta plataforma, distribuidores, proveedores de flexibilidad y mercado eléctrico trabajan conjuntamente. GOPACS conecta los mercados existentes como EPEX Localflex y ETPA donde pueden existir ofertas de

flexibilidad. Los activos flexibles se registran a través de CSPs, que hacen un papel muy similar al de agregadores/flexibility service providers en otros países [161]. En general, una VPP que quiera monetizar flexibilidad suele tener que ordenar su participación en los mercados diarios y de balance, apareciendo la nueva variante de descongestión de la red mediante GOPACS con el rol CSP.

Desde el lado de la demanda, se han desarrollado herramientas orientadas a facilitar la participación de la flexibilidad en los distintos mercados eléctricos. En este contexto, TenneT ha impulsado la Industrial ValueFlex Tool, dirigida a grandes consumidores industriales para identificar oportunidades de ingresos y ahorro a partir de la gestión flexible de sus cargas en mercados como el *day-ahead*, intradiario o de reservas, incluyendo FCR, aFRR y mFRR. Aunque esta herramienta no optimiza de manera integral la combinación de recursos, sí refleja una orientación creciente del sistema neerlandés hacia una valorización más activa de la flexibilidad [162] [163].

Tendencias

Para disminuir los grandes costes requeridos en el refuerzo e incremento de la capacidad de la red, se requieren no solo de nuevas instalaciones, sino de una flexibilidad energética que incluya nuevas tarifas, mediciones minuciosas y la implementación de tecnología de control madura. Como se ha visto, desde el lado de la demanda en la red de transporte TenneT ha lanzado nuevas tarifas. Sin embargo, según un informe de la IEA en la red de baja tensión, resulta complicado predecir la variabilidad de la demanda, así como las necesidades de generación [164]. Lo cual se encuentra ligado con la dificultad de acceder a datos en tiempo real, a pesar de que el 90% de los hogares dispone de medidores inteligentes. Como consecuencia, actualmente se está trabajando hacia soluciones inteligentes que permitan agregar cargas a un nivel residencial [165].

Asimismo, otro de los horizontes es la instalación de cargadores de vehículos eléctricos que tengan capacidad de inyectar a red para apoyarla y/o proporcionar energía a otros usuarios en determinados momentos. Además, la recarga se produce dependiendo del estado de la red, de manera que se aporta una flexibilidad adicional, favoreciendo la transición energética en el sector transporte. Países Bajos ha sido pionera en la instalación de este tipo de infraestructura teniendo como propósito en 2025 disponer de sesiones de recargas inteligentes en más del 60% de los puntos existentes, según se reflejó en su programa "Smart Charging for Everyone" de la Agenda Nacional de Infraestructura de Carga (NAL) [166]. En paralelo, esta medida impulsa la implementación de VPPs, y un ejemplo de ello es la plataforma conformada por la integración del agregador "Next Kraftwerke" y "Vehicle-to-Grid" participando en el mercado de la reserva secundaria a partir de Jedlix. Los usuarios de los puntos de recarga indican sus preferencias de recarga en la aplicación móvil desarrollada por Jedlix. Mediante la VPP se participa en los mercados de reserva gestionados por el TSO [167].

En paralelo, de acuerdo con el informe desarrollado por Netbeheer Nederland's (asociación que agrupa a todos los operadores de la red de gas y electricidad), se plantea un escenario en el que la flexibilidad desde el lado de la generación estará principalmente representada por sistemas de almacenamiento (baterías), seguidos de las interconexiones [168]. Como consecuencia, se requiere de mejoras en las tarifas que impulsen la inversión de estas medidas, si se pretende reducir la congestión de la red a partir de flexibilidad energética.

El hidrógeno es otro de los vectores energéticos fuertemente consumidos por el sector industrial en el país. Después de Alemania, se presenta como uno de los grandes consumidores en Europa [169]. Las tendencias se enfocan en obtener este recurso evitando los recursos fósiles, pero los electrolizadores consumen grandes cantidades de energía. Por ello, se requieren de grandes sistemas de almacenamiento, así como la integración de recursos renovables en su producción. Como ejemplo, el proyecto Essent Hydrogen en Deventer (GROHW) genera hidrógeno renovable a partir de energía eólica o solar, y cuando sea necesario esta energía se toma de la red eléctrica. Además, se aprovecha el calor y el oxígeno de la electrolisis. La VPP permite agregar energías renovables con otros recursos flexibles, controlando al electrolizador para que se produzca el hidrógeno cuando haya excedente de renovable o precios más bajos de energía, o incluso cuando la red se encuentre altamente demandada se reduzca dicha producción. El hidrógeno generado o suministrado se usa principalmente en el entorno industrial de Deventer [170].

Dentro de los horizontes marcados por el país se encuentra el programa *Energiehoofdstructuur* (PEH) que es una de las medidas más claras que promueve la transición energética. Define redes de alta tensión 220/380 kV, grandes subestaciones, tuberías de hidrógeno, electrolizadores, almacenamiento, etc., incluyendo dónde se debe reservar espacio para ellas en el territorio, de forma coordinada con provincias, municipios, puertos y gestores de red. En la práctica, el PEH propone tres cosas estructurales muy concretas: (i) elegir "localizaciones inteligentes" para nueva red eléctrica y otras infraestructuras, de modo que se minimicen costes de inversión y conflictos de uso del suelo; (ii) fijar áreas de reserva (por ejemplo para tuberías y futuras ampliaciones de la red de transporte, o para grandes instalaciones como centrales) incorporándolos a la normativa de ordenación del territorio; y (iii) anticipar las ampliaciones necesarias 2030–2050 mediante una agenda de ejecución, de forma que la disponibilidad de espacio no sea un cuello de botella para desplegar renovables, almacenamiento y otras fuentes de flexibilidad. En general, el PEH es una pieza estructural que ordena dónde irán las nuevas instalaciones que van a aportar flexibilidad al sistema neerlandés, y por eso puede considerarse una medida estructural relevante que tiene el país para planificar la infraestructura y la flexibilidad energética que luego se activará con mercados como GOPACS, nuevas tarifas, etc., que permita reducir futuros cuellos de botella territoriales [171].

En la Tabla 7, se recogen casos de estudio de Virtual Power Plants en Países Bajos.

Casos de uso

Tabla 7. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Países Bajos.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
City-zen	Baterías de almacenamiento y energía solar fotovoltaica en el sector residencial.	Almacenamiento y generación flexibles.	Proyecto piloto residencial con funciones de optimización y balance local. Caso relacionado con VPP / gestión energética local agregada. Compran y venden electricidad dependiendo del precio del mercado, la capacidad de la batería, la producción fotovoltaica y el estado de la red. La plataforma realice el balance de los diferentes flujos de energía mediante un algoritmo. Desarrollan un portal online para visualizar el consumo, la generación y el estado de la batería. Se trata de un proyecto piloto en el que participaron 48 viviendas.	[172]
Rotterdam VPP	15000 puntos de recarga de vehículos eléctricos con una capacidad de potencia agregada disponible de 11 MW.	Demanda flexible	A partir de la VPP cuando la red requiere de estabilidad los cargadores reducen su consumo en pequeñas cantidades sumando miles de puntos. Cada uno de estos puntos contribuye a la estabilidad de	[173]

			la red, evitando sobrecostes en la infraestructura eléctrica.	
cVPP- Loenen	100 PV residenciales, 0,9 MWp PV en el sector industrial, bombas de calor y un punto de recarga eléctrico	Respuesta de la demanda, optimización producción y consumo renovable, y venta de renovable	-	[174]
INCIT-EV – UC1a Smart Charging	200 puntos de recarga de vehículos eléctricos agregados	Flexibilidad desde el lado de la demanda	VPP destinada a la congestión de la red integrada dentro de la plataforma GOPACS (proyecto piloto)	[175]

8.6.Reino Unido

El mercado eléctrico del Reino Unido es uno de referentes en cuanto a flexibilidad energética. Estos hechos quedan reflejados en su reporte conocido como *"Clean Flexibility Roadmap"*. Principalmente, se explican medidas implantadas, casos de éxito y futuros trabajos necesarios con la finalidad de establecer un sistema eléctrico más flexible para satisfacer las necesidades de los grandes y pequeños consumidores aprovechando el carácter intermitente de las energías renovables. Actualmente, Reino Unido se encuentra en una situación de transición energética tratando de sustituir los recursos fósiles convencionales por limpios con la finalidad de reducir las emisiones a cero en 2050 [23].

El operador del sistema de transmisión es NESO, que equilibra oferta-demanda y contrata servicios de flexibilidad a nivel nacional. El sistema de distribución está operado por seis operadores: Electricity Northwest, Northern Powergrid, Scottish Power Energy Networks, Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN), UK Power Networks y Western Power Distribution. Estas compañías autorizadas son las propietarias de todo el sistema de cableado, centros de transformación y torres. Estos operadores (en los diferentes niveles) a su vez son regulados por Ofgem. Entre las principales funciones de este organismo se encuentra la regulación de aspectos claves del mercado minorista y de las redes energéticas, con funciones de supervisión económica y protección del consumidor [176]. En 2021, se contaban con 20.000 km de cables de alta tensión, y 800.000 km líneas de distribución de menor tensión [177],[179].

El panorama de la generación eléctrica en 2024 dependiendo de la fuente empleada se muestra en la Figura 5. El carbón ha sido sustituido por diferentes otras fuentes renovables como la hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa. Sin embargo, aún queda un reto importante por delante, pues el 42,9% de la generación se realiza mediante recursos no renovables como la energía nuclear y el gas natural. Aunque se han logrado avances significativos en la descarbonización del sistema eléctrico, la dependencia de fuentes no renovables sigue siendo considerable, lo que plantea la necesidad de seguir impulsando la innovación tecnológica, la flexibilidad del sistema y las políticas de apoyo a las energías limpias.

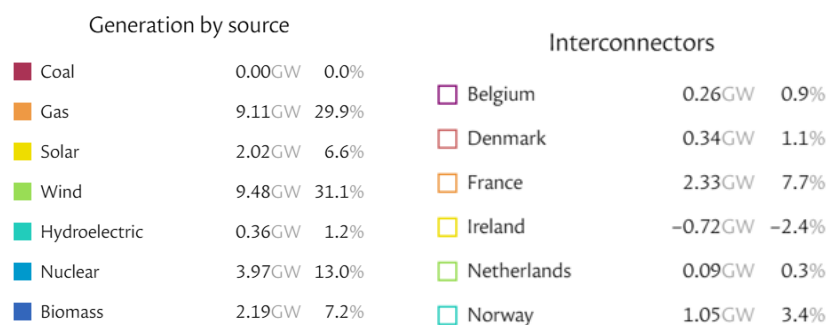


Figura 5. Distribución de la producción de energía eléctrica en Reino Unido. Fuente: [178].

Marco legislativo en flexibilidad energética: generación, almacenamiento y demanda

En Reino Unido, el marco técnico de conexión y operación se estructura siguiendo el “*Grid Code*” [179] que permite la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión eléctrico en Reino Unido. Desde el lado de distribución encontramos el *Distribution Code*, con la *Engineering Recommendation (EREC) G99* [180], que establece requisitos para conexión de generadores (incluidos convertidores, almacenamiento cuando opera como generador, y esquemas de protección/control).

Como generador en distribución, el escalón de entrada es *EREC G98* [181] para microgeneración conectada a baja tensión, aplicable a instalaciones con una capacidad registrada agregada de hasta 16 A por fase, equivalente a 3,68 kW en monofásica y 11,04 kW en trifásica. Por encima de este umbral resulta de aplicación *EREC G99* [180]. Esta última distingue los *Power Generating Modules* según su capacidad registrada y tensión de conexión en Type A (0,8 kW–<1 MW y <110 kV), Type B (1–<10 MW y <110 kV), Type C (10–<50 MW y <110 kV) y Type D (≥ 50 MW o conexión ≥ 110 kV).

En almacenamiento, la regla práctica es por comportamiento. Cuando la batería exporta, se trata como generación y cae bajo *EREC G99*. Cuando el DNO aprueba potencia limitada, la pieza clave no es “antivertido” como concepto, sino un esquema de limitación conforme a *EREC G100*. Ahí se define que el control debe asegurar que la exportación neta no supera el máximo acordado, y como referencia se recoge que la capacidad de exportación acordada no debe ser inferior a (3,68 kW por fase). En paralelo, para baterías grandes y servicios del operador del sistema, el requisito técnico crítico es la medida y comunicaciones: NESO exige *Operational Metering* para poder verificar y liquidar servicios. Esto es lo que permite a la VPP apilar valor sin incumplir el punto de conexión.

En demanda flexible, el marco técnico tiene dos capas. En distribución, el *Distribution Code* ya exige que, si una unidad de demanda se usa para servicios al DNO, el proveedor pueda demostrar modulación cuando recibe una señal (o señal simulada). En transmisión/mercados, la condición para que una VPP sea “liquidable” es la telemetría bajo el *Balancing and Settlement Code* y sus códigos de práctica. El sistema liquida por (30 minutos), y el *Code of Practice 11* fija requisitos mínimos de medida para activos que prestan servicios de balance; además, deja preparado el diseño para granularidades superiores (20, 15, 10 y 5 minutos) si cambian los requisitos. Esto encaja con VPPs porque convierte la reducción de consumo en un dato verificable, no en una estimación.

Por último, cuando la VPP busca servicios rápidos, la prestación técnica queda cubierta con requisitos de respuesta y verificación del operador del sistema. En servicios dinámicos de frecuencia se usan referencias regulatorias ligadas a desviaciones de frecuencia como ($\pm 0,2$ Hz) y rangos como ($\pm 0,1$ a $\pm 0,2$ Hz) para la entrega completa del servicio, lo que obliga a control rápido y telemetría consistente. Como consecuencia, el marco UK queda bastante completo para VPPs multi-activo: conexión estandarizada (G98/G99), límites

verificables (G100), calidad de onda (G5 cuando aplica), y telemedida para liquidación y operación (BSC/CoP11 + metering operativo de NESO).

En cuanto a las comunidades energéticas, no existe una figura regulada como en países de la UE donde se fijan repartos de energía. En la práctica se hace con piezas regulatorias ya existentes y, por tanto, queda muy condicionado por medición, suministro y exportación. La propia regulación define “community energy” como acción colectiva para reducir, gestionar, comprar y generar energía, con enfoque local y renovable [182]. La exportación de excedentes se regula mediante *Smart Export Guarantee* (SEG). Ofgem establece que el SEG obliga a los suministradores a ofrecer tarifas de exportación para generadores de baja emisión que exporten a red. La elegibilidad típica incluye tecnologías como solar, eólica, hidráulica y digestión anaerobia, con capacidad instalada hasta 5 MW, y microgeneración hasta 50 kW [183].

Cuando no solo se exportan los excedentes propios, sino que se suministra electricidad a otros consumidores se requiere de una “*electricity supply licence*”, salvo las excepciones propias que incluye la normativa [184].

La telemedida y la verificación para liquidar la actuación de instalaciones como puede ser una VPP se realiza bajo el *Balancing and Settlement Code*. Generalmente, el sistema de liquidación funciona en periodos de 30 minutos [185]. Sin embargo, la medida y verificación para liquidación de activos que participan en los servicios de balance puede incluir variaciones. La Code of Practice 11 (CoP11) establece que el *Demand Period* es de 30 min, pero el sistema de medida debe ser capaz de operar también con periodos de 20, 15, 10 y 5 min ante posibles modificaciones del periodo de liquidación [186].

Mercados eléctricos y flexibilidad

En el Reino Unido, las VPPs pueden capturar valor económico a través de varias figuras reguladas en el *Balancing and Settlement Code* (BSC). En concreto mediante la modificación del P344, se introdujo la figura del Virtual Lead Party (VLP) y las *Secondary Balancing Mechanism Units* (unidades agregadas). Mediante esta figura, se pueden agrupar instalaciones de demanda y/o generación distribuida y representarlas en el *Balancing Mechanism* sin necesidad de que el agregador sea el suministrador de electricidad de dichos consumidores. En particular, se registran las *Secondary Balancing Mechanism Units* y el VLP puede presentar sus ofertas respondiendo a las necesidades del operador del sistema [187], [188]. Posteriormente, esta posibilidad se extendió al mercado mayorista mediante la P415, en vigor desde el 7 de noviembre de 2024, a partir de las *Deviation Volumes* y su agente representante *Virtual Trading Party* (VTP) [189]. Con ello, la VPP deja de depender del *supplier* para capturar directamente ese valor.

Paralelamente, en Reino Unido se ha desarrollado la *Demand Flexibility Service* (DFS), orientada a consumidores domésticos y empresariales que reducen o desplazan demanda

durante eventos específicos. En este esquema, la remuneración se basa en la entrega verificable frente a una línea base y se canaliza a través de proveedores registrados, incluidos *suppliers* y agregadores. Desde el 27 de noviembre de 2024, la DFS pasó de emplearse en situaciones extremas a situaciones convenientes económicamente para NESO, lo que refuerza su papel como vía práctica de monetización para VPPs residenciales basadas en múltiples cargas pequeñas y medición inteligente [190].

Asimismo, la flexibilidad agregada tiene otra vía de ingresos mediante respuesta a restricciones localizadas de las redes de distribución. Un ejemplo relevante es Piclo Flex, un mercado independiente utilizado para la contratación y operación de servicios de flexibilidad y que permite gestionar distintas etapas del proceso, incluyendo la publicación de necesidades, precalificación, presentación de ofertas, disponibilidad, activación y liquidación [191].

De forma complementaria, se pueden analizar otros mecanismos complementarios de ingresos como el *Capacity Market*, relevante para almacenamiento demanda flexible y generación gestionable [192], y el *Smart Export Guarantee* (SEG).

Tendencias

Una de las principales tendencias en el país es la organización de infraestructuras en el mercado para que las VPPs puedan operar en los mercados nacionales y locales. Aparece la figura del *Market Facilitator* para alinear y estandarizar mercados de flexibilidad. A partir del *Flexibility Market Asset Registration* (FMAR) en UK, un activo de flexibilidad tiene un único "registro oficial" válido para todos los mercados. Es decir, un punto único para saber qué es, dónde está conectado, quién lo controla, qué capacidad tiene, y en qué mercados está habilitado. El registro se realiza una sola vez y los diferentes mercados lo consumen [193].

En demanda flexible, el impulso se mantiene con el *Demand Flexibility Service* (DFS) de NESO como producto nacional. Desde 2024 se opera como herramienta. En 2026 la tendencia es normalizarlo como carril recurrente para VPPs residenciales e industriales, con procesos más estandarizados y más previsibilidad para proveedores [190].

En cuanto a la telemedida, las estadísticas oficiales indican que a finales de Q3 2025 había (>40 millones) de contadores smart/avanzados instalados en hogares y pequeños negocios en Gran Bretaña, con (37 millones) operando en "smart mode". En 2026 el foco ya no es solo instalar, sino asegurar (modo smart real), datos fiables, base sólida para verificación de flexibilidad y actualizaciones en tiempo real [194].

Hasta ahora hemos visto como en el marco internacional las políticas exteriores buscan la electrificación de las cargas. Sobre los puntos de recarga de vehículos eléctricos desde el diseño se insiste en la flexibilidad. Se definieron en 2021 las *Electric Vehicles (Smart Charge Points) Regulations* y exigen funciones inteligentes para desplazar carga fuera de picos y

mejorar integración de renovables. Esto alimenta VPPs de movilidad: agregación de recarga con control y señales horarias. Paralelamente, UK está reformando conexiones para acelerar renovable y almacenamiento. Ofgem ha comunicado un paquete de reforma de conexiones, con desarrollo en 2026 para reducir retrasos y priorizar proyectos. Esto es relevante para VPPs porque acelera la entrada de BESS y recursos flexibles a red (y reduce el valor perdido por colas). Sobre otros vectores energéticos como el hidrógeno, el país se encuentra trabajando en su impulso mediante iniciativas de apoyo público, lo que crea cargas flexibles grandes (electrolizadores) integrables en VPPs industriales [23].

Otras tendencias encontradas en el país son recogidas en la Tabla 8.

Tabla 8. Otras tendencias en Reino Unido sobre flexibilidad energética y VPPs.

Tendencia	Información
Almacenamiento (larga duración)	Inversiones desde instituciones públicas para almacenamiento de larga duración. Programas 2026-2027.
Plataformas de "marketplace"	Conocidas como Piclo Flex / Piclo Max. Marketplace para flexibilidad y acceso a compradores; acuerdos con DSOS para acceder a mercados locales.
Flexibilidad sistémica por renovables	A partir del Clean Power 2030 Action Plan y Clean Flexibility Roadmap [23], se fija explícitamente una necesidad de multiplicar flexibilidad: el roadmap indica el objetivo de subir capacidad de flexibilidad a un rango de (51–66 GW) para 2030. En 2026, la tendencia es "flexibilidad como infraestructura" para acomodar picos de eólica/solar.
Programas públicos (comunidad energética)	En 2026 esto aumenta el número de proyectos comunitarios con renovables, que pueden agregarse (o integrar baterías/demanda flexible) para formar VPPs locales.

Casos de uso

Tabla 9. Casos de estudio de Virtual Power Plants en Reino Unido.

ID	Tecnologías implementadas	Mecanismos de flexibilidad adoptados	Información Adicional	Ref.
VPP de Limejump	Baterías, generación distribuida y respuesta de la demanda	Participación en el mecanismo de balance y participación en respuesta de frecuencia.	-	[195]
Vehicle-to-Grid (Powerloop)	Vehículos eléctricos bidireccionales, y control agregado	Almacenamiento y demanda flexibles.	Proyecto piloto para participar en el mecanismo de balance del mercado	[196]
Gateshead Council	Red urbana: Cogeneración, almacenamiento térmico, batería eléctrica y red privada para suministro a clientes	Regular la cogeneración y optimizarla junto con las necesidades (calor/electricidad). Además, se emplea una batería que aporta flexibilidad	Participación en el mercado de balance y de capacidad	[197]
Centrica VPP	100 baterías de menor escala ("domésticas"), junto con energía solar fotovoltaica	Participación en el mercado FFR. Vendiendo espacio de almacenamiento cuando la red está sobrecargada y suministrando energía almacenada en picos de demanda (inyección).	Primer proveedor en el Reino Unido en precalificar una VPP de almacenamiento doméstico descentralizado	[198]

8.7. Otras localizaciones

En otro de los países nórdicos como Noruega, el avance es especialmente fuerte en habilitadores: digitalización, datos y granularidad temporal. La liquidación de desvíos pasó a 15 minutos en el modelo común (eSett) desde el 22 de mayo de 2023 (recodigo en el Nordic Balancing Model) [199], lo que mejora la señal económica y operativa para flexibilidad. Asimismo, Noruega, Suecia y Finlandia han empleado la plataforma NODES para gestionar la flexibilidad local mediante la actuación de los DSOs y TSOs, de forma individual o coordinada [200]. Por su parte, Dinamarca cuenta con un data hub nacional (Energinet DataHub) que reduce fricción para escalar agregación masiva de activos pequeños [201]. En paralelo a la gestión de datos, hay un foco en mercados/pilotos de flexibilidad local para evitar refuerzos de red. En la región de Lolland y *South Zealand* existen problemas de congestión a nivel de transporte durante las horas de alta penetración de energía eólica. Como resultado, se desarrollaron los proyectos piloto de Lolland, con la finalidad de buscar participantes analizando sus características técnicas (capacidad de regulación local, rampas de activación, selección de ofertas dentro del área local, etc.) [202].

En Estados Unidos, por ejemplo, la Orden 2222 de la FERC habilita la participación de recursos energéticos distribuidos agregados [2]. Esto acelera el modelo VPP porque convierte la agregación en una categoría de participación formal y obliga a definir coordinación entre el mercado mayorista y la red de distribución (seguridad, fiabilidad, y liquidación). En la práctica real, Estados Unidos dispone de VPPs residenciales ya industrializadas. Un ejemplo es Tesla Virtual Power Plant con Pacific Gas and Electric, cuyo propósito fundamental es la estabilización de la red eléctrica. Mediante la participación en el programa propuesto por esta VPP, se pueden recibir \$2.00 por cada kWh adicional de flexibilidad que la batería residencial suministra en ciertos eventos necesarios. Adicionalmente, Pacific Gas and Electric lanzó el programa SAVE (Seasonal Aggregation of Versatile Energy) como VPP orientada a necesidades de capacidad local, en el que el distribuidor proporciona a los agregadores señales horarias con antelación (semana vista) basadas en necesidades de red. Sunrun es uno de los participantes en este programa [203]. Sunrun reportó que en 2024 más de 20.000 clientes participaron en 16 programas de VPP en nueve estados y territorios, suministrando energía almacenada bajo demanda durante cientos de eventos [204]. Como resultado, este tipo de cifras reflejan un mercado en fase de despliegue comercial, no solo de demostración.

Australia, y en particular Australia Meridional, es un buen ejemplo adicional de entorno no europeo donde la VPP ha pasado de demostración a participación operativa en servicios del sistema, apoyada en marcos de registro y requisitos del operador del mercado. Para ello, el *Australian Energy Market Operator* junto con Agencia Australiana de Energías Renovables y otros organismos competentes, diseñaron un programa que estableció las bases necesarias para integrar recursos energéticos distribuidos —como paneles solares, baterías y cargas controlables— en el Mercado Nacional de Electricidad de Australia. Como

resultados relevantes del programa destacan: (i) capacidad de participación en múltiples mercados, respondiendo a los precios del mercado mayorista de energía y participando en los mercados de contingencia, (ii) visibilidad del comportamiento de una VPP a pequeña escala para determinar los requisitos a gran escala, (iii) modificación de reglas de mercado para que las VPPs puedan vender sus servicios en los productos de frecuencia, (iv) determinación de medidas de ciberseguridad y, (v) elaboración de un manual de referencia para las VPPs en los mercados [205]. A nivel operacional, la VPP de Australia Meridional basada en baterías domésticas (energía solar y baterías) se ha documentado como un proyecto que registra activos con el *Australian Energy Market Operator* para prestar energía y servicios auxiliares de frecuencia (*Frequency Control Ancillary Services*) y que opera como VPP utilizando un sistema de optimización y despacho (plataforma *Tesla Autobidder*) [206], [207].

9. Análisis comparativo

En la siguiente sección se realiza un análisis comparativo de los diferentes escenarios analizados. La Tabla 10 sintetiza la diversidad de enfoques regulatorios existentes en Europa en torno a las VPPs, la agregación de recursos distribuidos y la flexibilidad energética. Su principal valor reside en mostrar que, aunque todos los países analizados avanzan hacia una mayor integración de la flexibilidad en el sistema eléctrico, lo hacen desde prioridades distintas. En algunos casos, el eje central es el reconocimiento jurídico del agregador o del agregador independiente como nuevo actor del mercado; mientras que, en otros, el foco se sitúa en la dimensión técnica de la conexión, la congestión de red o la infraestructura de datos.

Desde esta perspectiva, en términos comparados, Bélgica, Francia y Reino Unido parecen mostrar una estructuración más avanzada de la figura del agregador y de la participación de flexibilidad agregada. En estos países, la regulación no solo reconoce la agregación como actividad diferenciada, sino que permite su articulación en diversos segmentos del mercado, incluidos los servicios de balance, mercados diario, los mecanismos de capacidad y, en algunos casos, los mercados de flexibilidad local. Ello revela un grado más avanzado de madurez institucional, en la medida en que la flexibilidad agregada deja de concebirse como una práctica teórica y pasa a integrarse en la arquitectura ordinaria del sistema eléctrico. Especialmente significativo es el caso británico, donde la VPP puede proyectarse sobre una pluralidad de mercados y servicios, dentro de un marco cada vez más estandarizado y administrativamente interoperable.

Por el contrario, Finlandia y Países Bajos destacan especialmente por el peso de los habilitadores técnicos y operativos – datos, liquidación, almacenamiento, congestión –, aunque ambos presentan también avances regulatorios relevantes. En Finlandia, la apertura a la agregación se concentra fundamentalmente en la cadena de balance y en los productos de reserva, pero se ve reforzada por elementos estructurales de gran relevancia, como el DataHub nacional y un marco técnico más desarrollado para los sistemas de almacenamiento. En Países Bajos, la flexibilidad aparece estrechamente vinculada a la congestión de red, de modo que su valor no depende únicamente del acceso a mercados, sino también de su capacidad para contribuir a la gestión activa de restricciones locales. En este sentido, instrumentos como GOPACS o la ValueFlex Tool muestran cómo la flexibilidad puede valorizarse como producto económico y como herramienta de operación de red; ello puede favorecer el encaje de agregadores y, en determinados casos, de carteras tipo VPP como caso particularmente estratégico.

Alemania, por su parte, presenta un estadio más incipiente desde el punto de vista del reconocimiento regulatorio de la agregación, menos desarrollado que en otros países

analizados, aunque ello no significa ausencia de evolución; muestra avances relevantes en congestión, almacenamiento energético y adaptación del mercado. La Tabla 10 refleja que el sistema alemán está comenzando a incorporar señales relevantes en materia de almacenamiento, respuesta de demanda y adaptación del mercado a una elevada penetración de renovables. La previsión de reglas específicas como MiSpeL, la atención al almacenamiento y la reducción de barreras para la agregación apuntan a una trayectoria de transformación, aunque todavía menos consolidada que en otros ordenamientos analizados.

La comparación también permite apreciar el papel desigual que desempeñan las comunidades energéticas dentro de estos marcos nacionales. Mientras algunos países establecen criterios bastante precisos de proximidad geográfica, potencia o reparto, otros adoptan modelos más abiertos o remiten básicamente a la definición europea. Esta heterogeneidad sugiere que las comunidades energéticas no constituyen una categoría uniforme en Europa, sino un instrumento jurídico y organizativo cuya relevancia para las VPPs depende de su diseño normativo concreto. En algunos sistemas pueden actuar como base favorable para la agregación de generación, almacenamiento y demanda; en otros, su función aparece más vinculada al autoconsumo colectivo o a la organización local del suministro.

Este resumen pone de manifiesto que el desarrollo efectivo de las VPPs no depende exclusivamente del reconocimiento formal del agregador, sino de la convergencia de varios elementos: acceso real a mercados, reglas claras de compensación y balance, infraestructura técnica adecuada, disponibilidad de datos y mecanismos de gestión de congestión. En consecuencia, del análisis comparado realizado en este entregable se desprende que el desarrollo efectivo y la consolidación de las VPPs en Europa exige una aproximación integral, en la que el diseño jurídico, la arquitectura del mercado y los requisitos técnicos evolucionen de forma coordinada para convertir la flexibilidad distribuida en un recurso plenamente operativo y económicamente valorizable.

Tabla 10. Análisis comparativo de los diferentes marcos analizados.

País	Mercados y vías de monetización	Mercados y vías de monetización	Infraestructura, red y requisitos técnicos	Comunidades energéticas	Tendencias principales
Alemania	La figura del agregador aparece de forma menos desarrollada que en otros países, con un reconocimiento regulatorio todavía limitado. El marco general apunta a reducir barreras para la agregación y para la integración del almacenamiento.	Se incentiva el consumo de energía renovable y se elimina el incentivo a verter excedentes en horas de precios negativos. La flexibilidad desde el lado de la demanda también se promueve mediante reducciones de peajes cuando el consumo se gestiona de forma eficiente.	En almacenamiento destacan las reglas de MiSpeL, llamadas a definir la participación del almacenamiento en los mercados, con implantación prevista en 2026. Además, el país se orienta hacia plataformas de descongestión y señales horarias de precios.	Las comunidades energéticas se configuran, en principio, dentro de la misma instalación.	Reducción de barreras para agregación y almacenamiento, desarrollo de plataformas de congestión, mayor señal horaria en precios de mercado y avance del mercado del hidrógeno.
Bélgica	La VPP puede participar mediante la figura del agregador independiente, rol expresamente reconocido. El agregador independiente también puede actuar como Flexibility Service Provider. Existe un BRP asociado y, a través del mecanismo de Transfer of Energy (ToE), Elia corrige volúmenes de energía entre perímetros. No es necesario que agregador y BRP sean el mismo sujeto, pero sí existe	La agregación se ha enfocado especialmente hacia los servicios de balance, aunque la flexibilidad también puede comercializarse en el Capacity Remuneration Mechanism (CRM). El agregador independiente también puede participar dentro del CRM; un ejemplo es Flexcity, donde la fiabilidad de cada tecnología y su disponibilidad, con mayor peso de hidráulica y térmicas agregadas que de	Bélgica articula la compensación energética a través del ToE, lo que permite corregir los impactos de las activaciones de flexibilidad entre distintos perímetros de balance.	Las comunidades energéticas presentan diferencias regionales. En Flandes, la participación se encuadra en el programa meetregime 3; los repartos se hacen por porcentajes y el despacho lo controla la distribuidora, que lo comunica a la comercializadora. En Bruselas, puede intercambiarse energía dentro de la región de Flandes, aunque pueden existir cargos por peajes. En Valonia, pueden existir	Impulso a la carga inteligente de vehículos, cobertura de excedentes e intermitencia renovable, y desarrollo de planes de flexibilidad para asegurar capacidad firme en periodos prolongados de baja producción renovable y alta demanda.

	un marco contractual entre ellos. El agregador independiente puede participar como BSP o unirse a uno, y de forma semejante respecto del rol de BRP.	renovables. Los precios pueden recalcularse en función del day-ahead. También existe comercialización de VPP a través de mercados de flexibilidad a nivel de distribución.		limitaciones de distancia de hasta 9 km.	
Francia	Francia reconoce tanto al agregador como al agregador independiente como agentes capaces de participar en todos los mercados. Existen además BSPs que ofrecen servicios de flexibilidad tipo VPP dentro de los BSPs reconocidos.	Existen mercados de flexibilidad a nivel local gestionados por el DSO, donde los pagos se realizan por activación y dependen de los precios de mercado. También existe el programa NEBCO para participar en mecanismos de demanda y obtener beneficios adicionales como VPP, con participaciones mínimas de 100 kW. Asimismo, existe un mercado de capacidad.	La lógica francesa se orienta a integrar cada vez más la flexibilidad en mercados y operación del sistema, con creciente relevancia de la digitalización.	Las comunidades energéticas operan con radios de 2 km y con una generación acumulada conjunta inferior a 5 MW, aunque en algunos casos el perímetro puede ampliarse hasta 20 km.	Mayor protagonismo de la flexibilidad de la demanda frente a BESS o sistemas térmicos, necesidades de flexibilidad ligadas principalmente a la integración de renovables y avance de la digitalización en todos los sectores.
Finlandia	La agregación está actualmente permitida en todos los mercados de la cadena de balance, especialmente en FFR, FCR-D, FCR-N y aFRR. El agregador independiente está reconocido y puede actuar como BSP o unirse a uno; de forma equivalente, puede relacionarse con el BRP.	La agregación se monetiza principalmente en mercados de balance, especialmente a través de productos de reserva. Entre las tecnologías presentes en estos mercados se encuentran recursos distribuidos agregados, particularmente en FCR y FFR.	Finlandia presenta un avance significativo en el marco regulatorio técnico sobre sistemas de almacenamiento. Destaca además la implantación de un DataHub, que centraliza datos de suministro, consumo y comercialización, facilita el acceso a información unificada y simplifica la agregación.	Existen esquemas de energía compartida y modelos que podrían aproximarse a comunidades energéticas virtuales; su alcance depende de configuración física, contractual, comercializadora y medición.	Consolidación del almacenamiento y del DataHub como soporte técnico de la agregación, con fuerte orientación hacia la flexibilidad agregada en mercados de balance.

	Existe un mecanismo de compensation fee regulado por el TSO para cubrir desajustes.				
Países Bajos	El marco neerlandés está muy condicionado por los problemas de congestión de red, que afectan al acceso y a la conexión. La agregación se articula en estrecha relación con la gestión de congestión y con mercados locales de flexibilidad.	Se han desarrollado plataformas locales de congestión como GOPACS, donde distribuidores, proveedores de flexibilidad y mercado eléctrico interactúan conjuntamente. Además, la ValueFlex Tool se dirige a grandes consumidores para modular carga y proporcionar flexibilidad en mercados day-ahead, intraday o servicios de balance de frecuencia.	Existe el marco técnico Electricity Storage Modules compliance verification, alineado con el Netcode elektriciteit. La flexibilidad está fuertemente vinculada a las restricciones de red y al papel del almacenamiento, especialmente de los BESS.	Las comunidades energéticas siguen la definición europea de Renewable Energy Communities, sin una definición nacional única.	La flexibilidad se impulsa principalmente para aliviar congestiones y evitar grandes inversiones en infraestructura. Se busca agregar cargas a nivel local, avanzar en vehicle-to-grid y lograr que los puntos de recarga operen con sesiones inteligentes. La flexibilidad desde la generación está representada sobre todo por BESS.
UK	El marco británico permite una participación cada vez más amplia de la flexibilidad agregada y su estandarización administrativa en distintos segmentos de mercado y servicios; por ejemplo, a través del Virtual Lead Party, una VPP podría participar en mercados diarios, intradiarios, en tiempo real y de reservas.	Existen mercados de congestión local mediante PicloFlex y también el programa Demand Flexibility Service. La monetización puede darse en mercados mayoristas, de balance y locales.	Entre los avances regulatorios destaca el rol de Market Facilitator para alinear y estandarizar mercados de flexibilidad. A través de Flexibility Market Asset Registration (FMAR), un activo de flexibilidad dispone de un único registro válido para todos los mercados. Además, se están definiendo regulaciones específicas para EVs,	La community energy se entiende como acción colectiva para reducir, gestionar, comprar y generar energía a nivel local. La exportación de excedentes se articula mediante el Smart Export Guarantee (SEG), hasta 5 MW. Licence Lite permite apoyarse en un tercero para liquidar los desvíos.	Avances administrativos en estandarización, desarrollo de la flexibilidad para cubrir picos asociados a eólica y solar, regulación de EVs, y mayores inversiones en almacenamiento de larga duración.

			favoreciendo su gestión inteligente.		
Estados Unidos	La FERC Order 2222 habilita la participación de agregaciones de <i>Distributed Energy Resources</i> . La agregación pasa así a constituir una categoría formal de participación, requiriendo coordinación entre agregadores, operador del mercado y operadores de distribución.	Participación de <i>Distributed Energy Resources</i> en mercados mayoristas y servicios de red conforme describe la FERC Order 2222.	FERC 2222 exige coordinación entre RTO/ISO, agregador y distribuidora, así como requisitos de medida, telemetría y seguridad.	No existe un marco federal equivalente al concepto europeo de comunidad energética.	Expansión de VPP comerciales, agregación masiva de DER residenciales y estrategias de <i>revenue stacking</i> [208] entre mercados mayoristas, capacidad y flexibilidad local.
Australia	La integración de VPP se articula mediante el National Electricity Rules (NER) y procedimientos del <i>Australian Energy Market Operator</i> . La agregación de pequeños recursos se encuadra mediante figuras como Integrated Resource Provider / Small Resource Aggregator [209].	Participación en mercado mayorista de energía y prestar Frequency Control Ancillary Services (FCAS).	Los requisitos para FCAS se recogen en la <i>Market Ancillary Service Specification</i> de AEMO, bajo la cláusula 3.11.2 de las <i>National Electricity Rules</i> [210].	No existe un marco federal equivalente al concepto europeo de comunidad energética.	Evolución desde proyectos demostrativos hacia participación operativa en energía y FCAS, con estudio exhaustivo de las necesidades técnicas, de control y telemetría, gracias a los proyectos demostrativos desarrollados por el <i>Australian Energy Market Operator</i> .

10. Objetivos para la transición energética en la Unión Europea

El paquete legislativo *"Fit for 55"* (Objetivo 55) persigue reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero de la UE en al menos un 55% para 2030 (respecto a 1990) y encaminar a la Unión Europea hacia la neutralidad climática en 2050. En este marco, se incluyen medidas que afectan directamente a la transición energética y que guardan una relación estrecha con el despliegue de VPPs, tratado en este informe [211].

En el sector del transporte, se busca reducir progresivamente el uso de combustibles fósiles y acelerar la electrificación y el uso de combustibles alternativos. Para ello, el Reglamento AFIR [212] establece requisitos de infraestructura: por ejemplo, en la red TEN-T "core" deben desplegarse puntos de recarga con una separación máxima de 60 km (con potencias mínimas agregadas), y en el caso del hidrógeno se exige que existan estaciones al menos cada 200 km en la TEN-T "core", además de al menos una estación por nodo urbano. Para facilitar el uso de estas infraestructuras, se exige que los usuarios puedan pagar fácilmente sin necesidad de suscripción, y que la información de precios se muestre con claridad antes de iniciar la recarga. Junto a ello, también se fijan una serie de estándares de CO₂ para coches y furgonetas, con lo que la electrificación de los vehículos se ve intensificada.

En el ámbito portuario, AFIR también impulsa la electrificación en atraque: a más tardar, el 31 de diciembre de 2029, determinados puertos marítimos TEN-T deberán disponer de suministro eléctrico en muelle suficiente para cubrir al menos al 90% de los buques portacontenedores y de pasaje de más de 5.000 GT. En puertos interiores se exige, como mínimo, una instalación de suministro eléctrico en muelle en puertos TEN-T "core" (plazo 31/12/2024) y en puertos TEN-T "comprehensive" (plazo 31/12/2029). Este despliegue intensivo de infraestructura incrementa las solicitudes de acceso y conexión y eleva la demanda de potencia en determinados nudos de red.

Además, no solo el transporte incorpora este tipo de infraestructura. En el marco de los edificios se impulsa la integración de puntos de recarga, y la normativa de edificios introduce un calendario para la instalación de solar en cubiertas (térmica y/o fotovoltaica) en determinados casos; por ejemplo, en el artículo 10 de la Directiva Europea 2024/1275 relativa a la eficiencia energética en edificios, se establece esta medida para nuevos edificios públicos y no residenciales > 250 m² [213]. En este contexto, las VPPs pueden contribuir potencialmente a gestionar congestiones y limitaciones de infraestructura mediante agregación de recursos distribuidos (carga flexible, autoconsumo, almacenamiento), reduciendo la necesidad de grandes inversiones y mitigando el impacto

de la variabilidad de la generación solar fotovoltaica. El paquete también eleva la ambición en eficiencia energética, promoviendo reducciones de consumo y mejoras de gestión energética en edificios, industria y servicios. Además de reducir el consumo “estructural”, estas medidas suelen venir acompañadas de digitalización (monitorización, control, automatización) que facilita la participación de la demanda. Dichas disposiciones pueden resultar especialmente relevantes en el contexto de las VPPs, ya que pueden facilitar que determinados consumos y recursos distribuidos pasen a ser activos controlables y potencialmente agregables para servicios de flexibilidad y optimización del sistema.

Por otra parte, se persigue la descarbonización del sistema energético mediante la expansión de renovables, eficiencia energética y la sustitución progresiva de combustibles fósiles por gases renovables y bajos en carbono (por ejemplo, biometano, hidrógeno renovable y combustibles sintéticos). En hidrógeno, se han fijado objetivos ambiciosos para 2030, como alcanzar 40 GW de electrólisis y 10 millones de toneladas de producción de hidrógeno renovable en la UE (con metas complementarias en el marco de REPowerEU). La electrificación asociada (sobre todo en la producción de hidrógeno) puede incrementar significativamente la demanda eléctrica y, por tanto, será clave dotar al sistema de flexibilidad para evitar saturaciones en la red. De nuevo, las VPPs resultan especialmente relevantes como herramienta para coordinar recursos y demanda flexible.

En generación, “Fit for 55” refuerza los objetivos de renovables para 2030, acelerando la instalación de eólica y solar. Un sistema con más generación variable necesita más flexibilidad para evitar vertidos, gestionar congestiones y mantener el equilibrio oferta-demanda. Las VPPs encajan aquí como herramienta para agrupar generación distribuida, almacenamiento y demanda flexible, aportando capacidad de ajuste y mejor integración de renovables.

En paralelo, el paquete regulatorio introduce instrumentos económicos como el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM), que aplica un precio del carbono a importaciones de sectores concretos; entre ellos cemento, hierro y acero, aluminio, fertilizantes, hidrógeno y electricidad, para reducir el riesgo de “carbon leakage” y aproximar el coste climático entre producción europea e importada. Alineado con este propósito, se plantea también la revisión de la Directiva de Fiscalidad de la Energía, orientada a que la tributación de los combustibles se base en el contenido energético y el desempeño ambiental, en lugar de hacerlo por volumen, reduciendo sesgos que favorecen opciones más contaminantes. También, se plantea un segundo sistema de comercio de emisiones para combustibles usados en edificios y transporte por carretera. Esto introduce una señal económica orientada a acelerar la electrificación y la eficiencia (bombas de calor, vehículo eléctrico, etc.) y, con ello, aumenta la necesidad de gestionar la demanda de forma inteligente, aunque su efecto dependerá de la implementación y del contexto sectorial y nacional. No obstante, en este contexto, las VPPs pueden agregar flexibilidad (carga inteligente, baterías, climatización y otros consumos) para reducir picos, evitar congestiones y desplazar consumo a horas más favorables.

11. Conclusiones

Las Virtual Power Plants se están consolidando progresivamente como una pieza estructural para la operación de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. Su valor radica en la capacidad de agregar baterías, demanda flexible, generación distribuida y vehículos eléctricos, transformando miles de activos de pequeña escala en una cartera coordinada de flexibilidad despachable. No obstante, el análisis comparado muestra que la diferencia entre países no depende únicamente de la existencia de mercados de electricidad o de servicios de ajuste, sino de la presencia de un marco regulatorio y técnico que permita que dicha flexibilidad sea medible, verificable, liquidable y compatible con las restricciones reales de red.

En este sentido, Países Bajos y Alemania destacan por haber situado la congestión de red un papel central en la evolución de sus marcos regulatorios y operativos. En ambos casos, la flexibilidad deja de entenderse solo como una oportunidad de arbitraje o de participación en mercados de balance y pasa a desempeñar una función directamente vinculada a la gestión activa de la red. Alemania ha avanzado de forma significativa mediante Redispatch 2.0 (y su evolución hacia Redispatch 3.0, aún en desarrollo), institucionalizando el uso de flexibilidad para la gestión de congestiones y estandarizando el intercambio de datos a escala nacional. A ello se suma su apuesta por el almacenamiento como recurso de estabilidad, particularmente con la previsión de nuevos productos orientados a la provisión de inercia por parte de baterías con capacidades avanzadas. Sin embargo, se observa un estado regulatorio aún por avanzar para poder llevar a la práctica real los términos de agregación y agregador independiente según marca la Directiva (UE) 2019/944. En los Países Bajos, la plataforma GOPACS cumple una función equivalente al canalizar flexibilidad de mercado para resolver congestiones locales y coordinar actuaciones entre operadores. Ambos casos muestran que las VPPs encajan especialmente bien en entornos donde la flexibilidad es valorada a nivel local.

Por su parte, Reino Unido y Francia muestran, en términos comparados, marcos de participación más desarrollados para la integración de flexibilidad agregada, aunque con diferencias en el grado de madurez de algunos instrumentos regulatorios que facilitan el acceso de dicha flexibilidad agregada a múltiples segmentos del sistema. En Reino Unido, la combinación de reglas técnicas claras de conexión, y de requisitos de medición y telemetría ha generado un entorno particularmente favorable para VPPs. El sistema británico comercializa la flexibilidad y con ello otorga espacio a las VPPs en diferentes esquemas de productos de mercados mayoristas, balance, mercado nacional de congestión, y mercado de capacidad. Francia, en cambio, presenta una evolución especialmente sólida en materia de demanda flexible y agregación, con mecanismos como NEBEF (NEBCO), que permiten a

los agregadores introducir reducción de demanda como energía de mercado, y con un mecanismo de capacidad que reconoce tanto generación como demanda flexible. En ambos países, la flexibilidad ya no se configura como un recurso marginal, sino como un elemento ordinario de la arquitectura del sistema eléctrico. Además, la agregación aparece trasladada y definida en el ámbito local.

Bélgica ocupa una posición especialmente interesante por la forma en que vincula la flexibilidad con la seguridad de suministro y, cada vez más, con la gestión local de red. Su *Capacity Remuneration Mechanism* proporciona una señal económica robusta para la inversión en recursos flexibles, incluidas las baterías, mientras que el desarrollo de productos de flexibilidad local por parte de Fluvius y Elia abre nuevas posibilidades de valorización territorial de estos recursos. Esta combinación resulta particularmente favorable para las VPPs, en la medida en que permite obtener ingresos tanto por disponibilidad como por utilidad efectiva en zonas concretas de congestión o necesidad operativa.

En los países nórdicos, y de forma particular en Finlandia, el avance más destacable se encuentra en los habilitadores técnicos y de datos. La reducción de la granularidad temporal en la liquidación de desvíos, la implantación de data hubs nacionales y la apertura progresiva a esquemas de agregación independiente refuerzan la base operativa necesaria para escalar modelos de flexibilidad distribuida. En Finlandia, esta evolución se aprecia de forma especialmente clara en la articulación de la agregación dentro de la cadena de balance y en la previsión de nuevos desarrollos para la participación independiente en determinados productos de reserva. En términos comparados, ello sugiere que la madurez de las VPPs no depende solo de abrir mercados, sino también de reducir las fricciones de datos, medición y liquidación que dificultan la agregación masiva de pequeños activos. Asimismo, en los países nórdicos destaca la implantación de la plataforma de *trading* NODES para la contratación de flexibilidad destinada, entre otros objetivos, a la gestión de congestiones locales. En Noruega, los operadores de la red de distribución publican necesidades de flexibilidad para áreas concretas de la red y periodos de disponibilidad definidos (meses o semanas). La apertura de productos con horizontes temporales cortos y ventanas de activación más acotadas puede reducir la incertidumbre operativa de una Virtual Power Plant, disminuyendo la probabilidad de incumplimiento y penalizaciones. Este enfoque contrasta con mecanismos de disponibilidad más rígidos y prolongados, como el Servicio de Respuesta Activo de la Demanda (en España), en los que el recurso debe asumir compromisos temporales más extensos y, por tanto, una mayor incertidumbre sobre su capacidad futura de respuesta. Adicionalmente, el escenario español se encuentra en una fase de aceleración regulatoria y técnica. El crecimiento renovable, la necesidad de nueva flexibilidad y la progresiva integración en los mecanismos europeos de balance están generando un contexto especialmente propicio para el desarrollo de VPPs. Esto se refleja en la implementación reciente (Real Decreto 88/2026) del agregador independiente,

abriendo nuevas vías para la participación agregada de consumidores y productores, bajo reglas específicas de coordinación, compensación y balance.

De forma transversal, el análisis pone de manifiesto que el desarrollo efectivo de las Virtual Power Plants en Europa exige la convergencia de varios elementos: reconocimiento jurídico del agregador, acceso real a mercados, reglas claras de compensación y balance, infraestructura técnica adecuada, disponibilidad y estandarización de datos, y mecanismos específicos de gestión de congestión. Ninguno de estos factores, por sí solo, resulta suficiente. La experiencia comparada muestra que los países que avanzan con mayor rapidez son aquellos capaces de combinar apertura de mercado con reglas operativas precisas y con una integración efectiva entre el nivel comercial y las necesidades físicas de la red.

Desde el punto de vista de la participación fuera del marco europeo la FERC Order 2222 de Estados Unidos reconoce a los recursos agregados distribuidos y obliga a los operadores a establecer modelos específicos de participación que definan tamaños mínimos, localización, medida, telemetría, intercambio de información y coordinación con las redes de distribución. Este contexto presenta un esquema avanzado porque la agregación no solo es reconocida regulatoriamente, sino que, se establecen requisitos claros y precisos para la implementación de las Virtual Power Plants, reduciendo la incertidumbre y fragmentación.

En paralelo, resulta relevante la necesidad de establecer requisitos técnicos y de telemetría para recursos flexibles de forma centralizada a nivel europeo. Como caso de referencia, puede considerarse el marco australiano del *National Electricity Market*, donde se establecen especificaciones técnicas, de monitorización y verificación aplicables a la participación de recursos distribuidos y agregados en determinados mercados eléctricos y servicios auxiliares.

Asimismo, los sistemas de almacenamiento tipo baterías han sido reconocidos como elementos que aportan un alto grado de flexibilidad a los sistemas eléctricos. Sin embargo, en Europa una normativa homogénea y específica suficientemente consolidado para su integración en todos los segmentos del mercado. Como consecuencia, es vital madurar y estandarizar su definición y ámbitos de aplicación para eliminar barreras de integración eficiente del almacenamiento en carteras con diferentes activos.

Referencias

- [1] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva - 2019/944 - EN - EUR-Lex.” Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/spa>
- [2] Federal Energy Regulatory Commission, “FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources.” Accessed: Mar. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
- [3] “Virtual Power Plant and Demand Response | Agency for Natural Resources and Energy.” Accessed: Jun. 17, 2026. [Online]. Available: https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/vpp_dr/
- [4] National Energy Administrator, “Political Interpretation of the ‘Guidelines for Accelerating the Development of Virtual Power Plants.’” Accessed: Jun. 17, 2026. [Online]. Available: <https://www.nea.gov.cn/20250411/1c7f1f1b87b946af95b6a3aacdfcc1f3/c.html>
- [5] G. Papaefthymiou, E. Haesen, and T. Sach, “Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems,” *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 1026–1035, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.094.
- [6] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, “Power system flexibility: A review,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 101–106, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.11.048.
- [7] International Energy Association, “Status of power system transformation 2018: Advanced power plant flexibility.” Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/status-of-power-system-transformation-2018_9789264302006-en
- [8] M. J. Konsman, W. E. Wijbrandi, and G. B. Huitema, “Unlocking residential Energy Flexibility on a large scale through a newly standardized interface,” in *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, IEEE, Feb. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087658.
- [9] Ecofys, “Flexibility Options in Electricity Systems.” Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf>
- [10] L. Söder *et al.*, “A review of demand side flexibility potential in Northern Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 654–664, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.104.
- [11] IEA, “Sweden 2024,” 2024. Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/sweden-2024>

-
- [12] IEA, “Norway Electricity Security Policy.” Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/norway-electricity-security-policy>
- [13] Delta-EE and smartEn, “EU Market Monitor For Demand Side Flexibility,” 2021.
- [14] IEA, “Demand Response.” Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/demand-response>
- [15] IEA, “United States 2024,” 2024. Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: www.iea.org/reports/united-states-2024
- [16] IRENA, “Demand-side flexibility for power sector transformation,” 2019. Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Dec/Demand-side-flexibility-for-power-sector-transformation>
- [17] T. and I. Ministry of Economy, “6th Meeting of the Study Group on Next-Generation Distributed Power Systems (METI/Ministry of Economy, Trade and Industry).” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/006.html
- [18] V. Nubbe, M. Thakkar, A. Valdez, J. Reich, and W. Goetzler, “The Technology Collaboration Programme on Energy Efficient End-Use Equipment (4E TCP) Roadmap for Consumer Devices to Participate in Demand Flexibility The Electronic Devices & Networks Annex of the IEA 4E Technology Collaboration Programme Roadmap for C...,” 2020, Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: www.edna.iea-4e.org
- [19] T. and I. Ministry of Economy, “4th Meeting of the Study Group on Next-Generation Distributed Power Systems (METI/Ministry of Economy, Trade and Industry).” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/004.html
- [20] IEA, “Japan Energy Policy,” 2021. Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/japan-2021>
- [21] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action., “Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action.,” Energiewende direkt. Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2025/06/Meldung/direkt-finds.html>
- [22] Sustainable Energy Authority of Ireland, “Energy in Ireland,” 2024. Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: www.seai.ie
-

-
- [23] Department for Energy Security & Net Zero, “Clean Flexibility Roadmap,” Jul. 2025. Accessed: Oct. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/clean-flexibility-roadmap>
 - [24] Red Eléctrica de España, “Potencia instalada (2024).” Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>
 - [25] Energy Institute, “Statistical Review of World Energy,” 2025. Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: www.energyinst.org/statistical-review
 - [26] C. Brunner, G. Deac, S. Braun, and C. Zöphel, “The future need for flexibility and the impact of fluctuating renewable power generation,” *Renew. Energy*, vol. 149, pp. 1314–1324, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.128.
 - [27] International Renewable Energy Agency, “Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers,” 2018.
 - [28] University of Michigan, “100% Variable Renewable Energy Grid: Survey of Possibilities,” 2018. Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: <https://www.a2gov.org/media/kuynueem/ann-arbor-renewable-energy-report-final.pdf>
 - [29] U.S. department of Energy, “Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants 2025 Update,” 2025.
 - [30] ENTSO-E, “ENTSO-E Policy Paper on Market Design for Utility-Scale Energy Storage.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/news/2025/12/16/entso-e-policy-paper-on-market-design-for-utility-scale-energy-storage/>
 - [31] International Energy Agency (IEA), “Energy system of Germany.”
 - [32] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “BMUKN: Climate Protection Programme 2026 makes Germany more modern and independent of oil and gas | Press release.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.bundesumweltministerium.de/pressemitteilung/klimaschutzprogramm-2026-macht-deutschland-moderner-und-unabhaengiger-von-oel-und-gas>
 - [33] Cigre, “Energy Structure NCs.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: https://www.cigre.org/userfiles/files/Community/NC/2018_National-power-system_Germany.pdf
 - [34] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action., “Redispatch 3.0 | BMWF.” Accessed: Jul. 29, 2026. [Online]. Available: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Artikel/Digital-World/GAIA-X-Use-Cases/redispatch-30.html>
-

-
- [35] Stromnetz Berlin, “Connect +: Launch of the data exchange for Redispatch 2.0 - Stromnetz Berlin.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.berlin/en/about-us/press/press-releases-2021/connect-launch-of-the-data-exchange-for-redispatch-2-0/>
- [36] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “Energy Industry Act (EnWG).” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE035400123
- [37] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “Section 9 EEG 2023 - Renewable Energy Sources Act.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_9.html
- [38] VDE FNN, “Documents - VDE FNN.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.vde.com/en/fnn/dokumente-en>
- [39] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “§ 42c EnWG.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42c.html
- [40] J. Stede, K. Arnold, C. Dufter, G. Holtz, S. von Roon, and J. C. Richstein, “The role of aggregators in facilitating industrial demand response: Evidence from Germany,” *Energy Policy*, vol. 147, p. 111893, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111893.
- [41] Herbert Smith Freehills Kramer, “Germany to Launch Inertia Service Market in 2026 – New Revenue Stream for Grid-Forming BESS.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.hsfkramer.com/notes/energy/2025-posts/germany-to-launch-inertia-service-market-in-2026-new-revenue-stream-for-grid-forming-bess>
- [42] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “EEG - Law for the expansion of renewable energies.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/
- [43] Electrical Energy Storage, “The Rise of Large-Scale Storage Systems - Driving Growth in the Storage Market and an Indispensable Pillar of the Energy Transition.” Accessed: Jan. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.ees-europe.com/press-release/large-scale-storage-systems#:~:text=Press%20Release%20%E2%80%93%20Thursday%2C%20March%2027%2C%2025&text=Germany%20is%20an%20excellent%20example,future%20energy%20transition%20in%20Germany.&text=Falling%20installation%20and%20operating%20costs,the%20large%2Dscale%20storage%20boom.>
- [44] Journalism for the energy transition, “German battery storage capacity increases 50% in 2024 – report,” 2025. Accessed: Jan. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/news/german-battery-storage-capacity-increases-50-2024-report#:~:text=According%20to%20the%20German%20Solar%20Industry%20Association,electricity%20consumption%20of%20two%20million%20two%2Dperson%20households.>
-

-
- [45] C. A. N. C. and N. S. Federal Ministry for the Environment, “Section 118 of the Energy Industry Act (EnWG) - Individual provision.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___118.html
 - [46] Flexibility Report 2025, “gridX.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.gridx.ai/resources/flexibility-report-2025#download>
 - [47] International Energy Agency (IEA), “Germany 2025.”
 - [48] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, “Market consultation launched for joint German-Canadian auction under H2Global | BMW.” Accessed: Aug. 04, 2026. [Online]. Available: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2025/07/2025-0728-market-consultation-launched-for-joint-german-canadian-auction-under-h2global.html>
 - [49] E.ON, “E.ON and Thyssenkrupp bring hydrogen production on the electricity market.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2020/2020-06-30-e-on-and-thyssenkrupp-bring-hydrogen-production-on-the-electricity-market.html>
 - [50] Next Kraftwerke, “Magic Word.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/case-studies/magic-word-biogas-virtual-power-plant>
 - [51] Sonnen, “sonnen to build Europe’s largest virtual home battery storage solution.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://sonnengroup.com/press/europes-largest-vpp/>
 - [52] Statkraft, “Virtual power plants.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.statkraft.com/what-we-offer/energy-flexibility-management/virtual-power-plants/>
 - [53] Enpal, “Enpal and M&G strengthen partnership with a €700m joint warehouse for residential solar and heating loans.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.corporate.enpal.com/pressemitteilungen/enpal-and-m-g-strengthen-partnership-with-a-eu700m-joint-warehouse-for-residential-solar-and-heating-loans>
 - [54] Elia Group, “Elia Group, Infrastructure and projects.” Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure>
 - [55] Selectra, “Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) en Belgique : rôles, contacts et tarifs.” Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: https://selectra.be/fr/energie/distributeurs?utm_
 - [56] the B. F. C. for E. and G. R. Creg, “Presentation of CREG.” Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.creg.be/en/presentation-creg>
 - [57] “reguladores regionales”.
 - [58] International Energy Agency, “Energy system of Belgium.”
-

-
- [59] International Energy Agency, “Belgium Electricity Security Policy.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/belgium-electricity-security-policy>
- [60] Elia, “Storage for system strength,” 2025.
- [61] Sungrow, “Belgium’s flagship for energy storage.”
- [62] Engie, “Battery Energy Storage System - Green Turtle.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://tractebel-engie.com/es-cl/referencias/battery-energy-storage-system-green-turtle/>
- [63] Synergrid, “Specific technical prescriptions regarding power-generating plants operating in parallel to the distribution network.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://share.google/PO84f66PPHpTfno19>
- [64] Brugel, “Commission de regulation de l’énergie en region de bruxelles-capitale.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://share.google/dwiCN7msAGFCuDNNO>
- [65] CWaPE, “Request for approval of the amendment to technical specification C10/11, submitted by Synergrid (specifications specific technical requirements for connecting decentralized production facilities operating in parallel on the distribution network).” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://share.google/5pla8tAXa5YEKEKn8>
- [66] Vlaamse Nuts Regulator, “Distribución y venta de energía.”
- [67] Sibelga, “Repartos de electricidad en la Región de Bruselas.”
- [68] Sibelga, “Invoicing in the context of an energy-sharing project.” Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.sibelga.be/en/connections-meters/renewable-energy/energy-sharing/invoicing-method>
- [69] CWaPE, “Comunidades de energía.” Accessed: Dec. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.cwape.be/node/158>
- [70] CWaPE, “- Evaluación del marco relativo a las comunidades energéticas, el intercambio de energía y el autoconsumo.”
- [71] CWaPE, “Claves para la lista de estándares de repartición .” Accessed: Dec. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.cwape.be/publications/document/5382>
- [72] Elia, “Design note: Transfer of Energy.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://share.google/uwEPzg6LnG8I5Z3O9>
- [73] Elia, “Rules for the compensation of the quarter-hourly imbalances.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public->
-

- consultations/2025/20250605_public-consultation-on-the-proposal-for-amendment-to-the-balancing-rules/2025_balancing_rules_en_with_tc_updated.pdf
- [74] Elia, “Audit on the Transfer of Energy process and systems.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/transfer-of-energy/2021/20210903_toe-audit-report-external-2020.pdf
- [75] Atrias, “Atrias. The central hub in providing information in the energy market.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.atrias.be/>
- [76] Veolia, “Flexcity.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://share.google/fdikTJveZowfQdOqz>
- [77] Elia Group, “Elia product sheet capacity remuneration mechanism.”
- [78] Elia, “CRM Design Note: Payback Obligation.”
- [79] MarketScreener, “CRM auction results published. Three auctions, one goal: security of supply.” Accessed: Dec. 19, 2025. [Online]. Available: <https://uk.marketscreener.com/news/crm-auction-results-published-three-auctions-one-goal-security-of-supply-ce7d5cdada81f020>
- [80] MarketScreener, “CRM auction results published. Three auctions, one goal: security of supply.”
- [81] ORES, “Dynamic management of the electricity distribution network.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.ores.be/innovation-at-ores/dynamic-management>
- [82] Elia, “Adequacy and flexibility study for Belgium,” 2025. Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_and_flexibility_study_for_belgium_2026-2?fr=sZGQ5Njg2NjM5NTg
- [83] Centrica, “Centrica expands green power portfolio with purchase of Belgian Batteries.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.centrica.com/media-centre/news/2024/centrica-expands-green-power-portfolio-with-purchase-of-belgian-batteries/>
- [84] Clean Energy Innovative Projects (CEIP); DuCoop, “REnergetic. Interim evaluation of actions impact on Pilot site 1: Ghent – Nieuwe Dokken.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.renergetic.eu/wp-content/uploads/2023/03/D.4.1.pdf>
- [85] Next-Kraftwerke, “First Belgian Virtual Power Plant replacing services of large nuclear and gas units through a network of renewable energy installations.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.be/news/virtual-power-plant-replacing-services-of-nuclear-and-gas-units>
- [86] Wesmart, “Greenbizz.energy.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <https://wesmart.com/es/communautes/greenbizzenergy-6b055b94>

-
- [87] CRE Commission de régulation de l'énergie, "Responsables d'équilibre." Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-deelectricite/responsables-dequilibre.html>
- [88] Energy Regulatory Commission, "Deliberation by the French Energy Regulatory Commission of 3 December 2015 designating day-ahead and intraday electricity market operators in France," 2015, Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/appeal-a-candidatures-nemo>
- [89] Energy Regulatory Commission, "Responsables d'équilibre | CRE." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-deelectricite/responsables-dequilibre.html>
- [90] International Energy Agency (IEA), "France Electricity Security Policy." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/france-electricity-security-policy>
- [91] International Energy Agency (IEA), "Sources of electricity generation." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/france/electricity>
- [92] Enedis, "Principes d'étude et règles techniques pour déterminer une solution technique de raccordement ou de modification du raccordement au Réseau Public de Distribution géré par Enedis," Dec. 2024. Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.enedis.fr/media/4382/download>
- [93] French Ministry for the Ecological and Inclusive Transition, "Article 24 - Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité - Légifrance." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000042032298
- [94] CRE, "The CRE communicates on the areas eligible for the injection-withdrawal component introduced in TURPE 7." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-communique-sur-les-zones-eligibles-a-la-composante-dinjection-soutirage-introduite-dans-le-turpe-7.html>
- [95] Légifrance, "Order of 21 November 2019 establishing the geographical proximity criterion for extended collective self-consumption." Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000039417566/>
- [96] French Ministry for the Ecological and Inclusive Transition, "Article L338-1 - Energy Code - Légifrance." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000051543065
- [97] Enedis, "I wish to participate in Local Flexibilities | Enedis." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.enedis.fr/co-construction-flexibilite-locale>
-

-
- [98] Le Réseau de transport d'électricité (RTE), "Overview of market mechanisms managed by RTE." Accessed: Mar. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/overview-of-market-mechanisms-managed-by-rte.html>
- [99] Réseau de Transport d'Électricité (RTE), "Section 1 Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement," 2016, Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/AnnexeRTE-RegleProgrammationMecanismeAjustement.pdf>
- [100] Energy Regulatory Commission (CRE), "La CRE approuve l'évolution des règles pour l'équilibrage du système électrique, afin de renforcer l'intégration des énergies renouvelables et de rendre les réseaux français plus résilients | CRE." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-approuve-levolution-des-regles-pour-lequillibrage-du-systeme-electrique-afin-de-renforcer-lintegration-des-energies-renouvelables-et-de-rendre-les-reseaux-francais-plus-resilients.html>
- [101] Électricité de France SA (EDF), "Solutions solaires, lexique." Accessed: Jul. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.edf-solutions-solaires.com/lexique/enedis/>
- [102] "Flexibilités Locales."
- [103] Enedis, "Cahier des charges pour la consultation n° RFQ-2601 : Contractualisation de services de Flexibilités Locales," Mar. 2026. Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.enedis.fr/media/5112/download>
- [104] Enedis, "How to provide Local Flexibility Services." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.enedis.fr/co-building-dso-local-flexibility>
- [105] Energy Regulatory Commission (CRE), "Effacements | CRE." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/effacements.html>
- [106] Réseau de Transport d'Électricité (RTE), "Valoriser des modulations de consommation sur le marché avec le mécanisme NEBCO - RTE Portail Services." Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/Valoriser-des-modulations-de-consommation-sur-le-march%C3%A9-avec-le-m%C3%A9canisme-nebco.html>
- [107] Energidit, "Understanding the NEBEF mechanism and how it works." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://energidit.fr/nebef/>
- [108] RTE, "Nebco compensation payment." Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/nebef-compensation-payment.html>
-

-
- [109] RTE, “Participate in the capacity mechanism.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism.html>
- [110] RTE, “2024 ELECTRICITY REVIEW.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/>
- [111] Renewables Grid Initiative, “EcoWatt.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://renewables-grid.eu/database/ecowatt/>
- [112] “Bilan-previsionnel-2023-principaux-resultats.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-09/Bilan-previsionnel-2023-principaux-resultats.pdf?utm_
- [113] RTE; Enedis; Gimelec; ignes, “Barometer of french demand-side flexibility.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-08/2024-10-21-barometre-flexibilites-consommation_eng-GB.pdf
- [114] Service Public, “Changement des heures creuses dès le 1er novembre 2025.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.service-public.gouv.fr/particuliers/actualites/A18476>
- [115] European Commission, “EVVE: First European Large-Scale VehicleTo-Grid Demonstrator for an efficient decarbonisation of the energy sector.”
- [116] energy & meteo, “Virtual Power Plant for CNR.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: https://www.emsys-renewables.com/customers/customer_projects/virtual-power-plant_cnr_france.php
- [117] Flexcity, “Veolia Water France reduces its electricity consumption during periods of high demand and contributes to the security of electricity supply for the French.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.flexcity.energy/fr/solutions/veolia-water-france-success-story>
- [118] Fingrid, “Independent Aggregation.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/independent-aggregation/>
- [119] eSett, “Handbook: Nordic Imbalance Settlement Model.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.esett.com/handbook/>
- [120] ENTSO-E, “PICASSO.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/
- [121] ENTSO-E, “Manually Activated Reserves Initiative.” Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/
-

-
- [122] Energiavirasto, “Frontpage | Energiavirasto.” Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://energiavirasto.fi/en/frontpage>
- [123] Fingrid, “Fingrid’s electricity transmission network.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/grid/development/power-transmission-grid-of-fingrid/>
- [124] Nordic Energy Research, “Current utilisation of flexibility in the Nordics.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2025-03/current-utilisation-of-flexibility-in-the-nordics.html>
- [125] Fingrid, “Datahub.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/datahub/>
- [126] Energiavirasto, “National Report on the State of Electricity and Gas Markets in Finland .” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://energiavirasto.fi/en/publications-of-the-electricity-and-natural-gas-market>
- [127] “Grid Code Specifications for power-generating facilities VJV2024.”
- [128] Fingrid, “Grid Code Specifications for Grid Energy Storage Systems SJV2024.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sjv2024---unofficial-english-translation.pdf>
- [129] Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, “Energy communities promote the production and distribution of renewable electricity.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://tem.fi/en/energy-communities>
- [130] Nordic Energy Research, “Background Information.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2023-03/finland.html>
- [131] European Comission, “Energy sharing and energy communities.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/countries/finland/legal/community-energy-framework/energy-sharing-and-energy-communities>
- [132] Motiva, “Energy community models.”
- [133] Fingrid, “Independent Aggregation.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/contentassets/c59a6b9b7dbe4ea49200652ac3757962/52025-independent-aggregator-info-show-.pdf>
- [134] Fingrid, “Changes to the main grid fees and connection principles for electricity storages.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2024/changes-to-the-main-grid-fees-and-connection-principles-for-electricity-storages/>
-

-
- [135] Fingrid, “Grid service fees for 2025.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/customers/grid-connection/grid-service-fees-2025.pdf>
- [136] Fingrid, “Acquisition of frequency containment reserves from the 2026 annual market.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.sttinfo.fi/tiedote/71577787/procurement-of-frequency-containment-reserves-from-yearly-market-2026>
- [137] Fingrid, “Demand-side flexibility.” Accessed: Dec. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/demand-side-management/>
- [138] Nordic Energy Research, “Demand side flexibility in the Nordics: Lessons learned from 10 case studies.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2025-03/nordicenergyresearch2025-03.pdf>
- [139] “Fingrid Oyj & Helen Sähköverkko Oy Information Exchange Guidelines for Congestion Management Market.” [Online]. Available: <https://portal.nodesmarket.com/>
- [140] Fingrid, “Perspectivas de desarrollo para la producción y el consumo de electricidad en el tercer trimestre de 2025.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/sahkon-tuotannon-ja-kulutuksen-kehitysnakymat/>
- [141] Finnish Energy, “District heating in Finland.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/12/District_heating_2024_updated_20251202-1.pdf
- [142] Sitowise, “Unique virtual power plant opens up new energy markets.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.sitowise.com/investor-news/unique-virtual-power-plant-opens-new-energy-markets>
- [143] Elisa, “Virtual Power Plant (DES).”
- [144] Fingrid, “Aurora pyramids – the world’s northernmost virtual power plant.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.fingridlehti.fi/en/aurora-pyramids-the-worlds-northernmost-virtual-power-plant/#3e67fbff>
- [145] Siemens, “Siemens expands virtual power plants to industry with new Sinebrychoff contract.” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-expands-virtual-power-plants-industry-new-sinebrychoff-contract>
-

-
- [146] Lempäälä Energy, “LEMENE – Lempäälä Energy Community (Marjamäki industrial area).” Accessed: Jan. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.lempaalanenergia.fi/en/lemene-lempaala-energy-community/>
- [147] National Energy Dashboard, “Overview of the electricity production.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://ned.nl/nl/dataportaal/energie-productie/elektriciteit/totale-elektriciteitsproductie>
- [148] Statistics Netherlands, “Baterías de gran capacidad para el almacenamiento de electricidad.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.cbs.nl/en-gb/figures/detail/85929ENG>
- [149] EDSN, “EDSN .” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.edsn.nl/>
- [150] Energiedatawijzer, “Energiedatawijzer: energy knowledge center.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://energiedatawijzer.nl/>
- [151] TenneT, “Suppliers.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl-en/markets/ancillary-services/suppliers>
- [152] ACM, “ACM publishes code decision on capacity management contract.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-publiceert-codebesluit-capaciteitssturingscontract>
- [153] Netherlands Enterprise Agency., “Guidance on licensing electricity storage systems.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2024-07/Handreiking-vergunningverlening-elektriciteitsopslagsystemen.pdf>
- [154] TenneT, “Electricity Storage Modules compliance verification.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-03/esm_compliance_verification_document_v2.0.pdf
- [155] TennaT Netherlands, “Cable pooling.” Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/cable-pooling>
- [156] Netherlands Enterprise Agency, “Share your connection with a nearby company (cable pooling).” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/netcongestie/cable-pooling#cable-pooling-in-de-praktijk>
- [157] Netherlands Enterprise Agency, “Collaborating in energy communities | RVO.nl.” Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/samenwerken-energiegemeenschappen>
-

-
- [158] Netherlands Enterprise Agency, “Apply for the Cooperative Energy Generation (SCE) subsidy scheme | RVO.nl.” Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce?utm_source=chatgpt.com
- [159] Background Information: Netherlands, “Nordic Energy Research.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2023-03/netherlands.html>
- [160] ACM, “Decision of the Netherlands Authority for Consumers and Markets of 11 December 2025, reference ACM/UIT/662511, amending the terms and conditions referred to in Article 31 in conjunction with Article 32, paragraph 2, of the Electricity Act 1998 concerning the capacity management contract.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2025-42474.html>
- [161] GOPACS, “GOPACS.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.gopacs.eu/en/about/the-role-of-gopacs/>
- [162] Acer, “Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report,” 2023. [Online]. Available: www.acer.europa.eu
- [163] TenneT, “Is industry embarking on valuable flexibility? TenneT launches Industrial ValueFlex Tool.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl-en/news/industry-embarking-valuable-flexibility-tennet-launches-industrial-valueflex-tool>
- [164] I. - International Energy Agency, “The Netherlands 2024,” 2024. [Online]. Available: www.iea.org
- [165] TenneT, “Full grids.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl-en/full-grids#17838>
- [166] Nationale Agenda Laadinfrastructuur, “Smart Charging for Everyone | National Charging Infrastructure Agenda.” Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.agendalaadinfrastructuur.nl/werkgroepen/werkgroep%2Bsmart%2Bcharging/default.aspx?utm_source=chatgpt.com
- [167] Next Kraftwerke, “Next Kraftwerke unlocks flexibility from electric vehicles for the Dutch grid.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.com/news/balancing-energy-electric-vehicle>
- [168] National Government of Netherlands, “The energy system of the future: the scenarios by 2050.” Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/04/06/het-energiesysteem-van-de-toekomst-de-ii3050-scenarios>
- [169] Dutch National Hydrogen Programme, “Hydrogen Roadmap for the Netherlands,” 2022, Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: www.nationaalwaterstofprogramma.nl
-

-
- [170] Grohw, "Grohw." Accessed: Jan. 07, 2026. [Online]. Available: <https://grohw.nl/>
- [171] Netherlands Enterprise Agency, "Energy Main Structure Programme." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/peh>
- [172] C. Milchram, R. Künneke, N. Doorn, G. van de Kaa, and R. Hillerbrand, "Designing for justice in electricity systems: A comparison of smart grid experiments in the Netherlands," *Energy Policy*, vol. 147, p. 111720, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111720.
- [173] Last Mile Solutions, "Europe's largest virtual power plant." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.lastmilesolutions.com/insights/cases/how-rotterdam-turned-15000-ev-chargers-into-a-virtual-power-plant-thats-saving-the-grid/>
- [174] Loenen Energie, "Loenen Virtual Power Plant." Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://loenenenergie.nl/de-centrale/>
- [175] J. de Blas and P. Salazar, "D9.4: LCCA for the 7 use cases 2. INCIT-EV project".
- [176] Vattenfall, "What is a DNO? ." Accessed: Nov. 07, 2025. [Online]. Available: <https://idno.vattenfall.co.uk/news-and-insights/news/distribution-network-operators>
- [177] "Appendix I: Electricity Networks Modelling," 2022.
- [178] National Energy System Operator, "Britain's Electricity Explained: 2024 Review." Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/news/britains-electricity-explained-2024-review>
- [179] N. E. S. O. NESO, "Grid Code (GC)." Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/industry-information/codes/grid-code-gc>
- [180] B. Carroll, "UK G99: The Evolution of Grid Connection Standards for Distributed Energy Resources." Accessed: Jul. 23, 2026. [Online]. Available: <https://episensor.com/uk-g99-the-evolution-of-grid-connection-standards-for-ders/>
- [181] Energy Networks Association, "Engineering Recommendation G98: Requirements for the Connection of Fully Type Tested Micro-generators (up to and including 16 A per phase) in Parallel with Public Low Voltage Distribution Networks," 2024. Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.energynetworks.org/assets/images/Publications/2024/240522%20erec-g98-557469.pdf>
- [182] Local Government Association, "LGA sustainability briefing: community energy | Local Government Association." Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available:
-

- <https://www.local.gov.uk/parliament/briefings-and-responses/lga-sustainability-briefing-community-energy>
- [183] Ofgem, “Smart Export Guarantee (SEG).” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/smart-export-guarantee-seg>
- [184] UK Government, “Electricity Generation, Distribution and Supply Licence Exemptions Frequently asked questions (FAQs) 2,” 2026.
- [185] Elexon, “About Balancing and Settlement Code (BSC) - Elexon BSC.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/bsc/about/>
- [186] Elexon, “Code of Practice11: Code of Practice for the Metering of Balancing Services Assets for Settlement Purposes - Elexon Digital BSC.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://bscdocs.elexon.co.uk/codes-of-practice/code-of-practice11-code-of-practice-for-the-metering-of-balancing-services-assets-for-settlement-purposes>
- [187] Elexon, “Wider Access and TERRE Implementation Guidance - Elexon BSC.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/bsc/change/releases/p344-implementation-guidance-project-terre-wider-access/>
- [188] Elexon, “Becoming a Virtual Lead Party.” Accessed: Mar. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/bsc/market-entry/becoming-virtual-lead-party/>
- [189] Elexon, “P415 Facilitating access to wholesale markets for flexibility dispatched by Virtual Lead Parties - Elexon BSC.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/bsc/mod-proposal/p415/>
- [190] National Energy Operator System (NESO), “Demand Flexibility Service (DFS).” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service-dfs>
- [191] Piclo, “The Marketplace for Energy Flexibility | Piclo.” Accessed: Aug. 25, 2026. [Online]. Available: <https://www.piclo.com/>
- [192] Government United Kingdom, “Capacity Market: proposals to modernise Rules and improve participation and delivery assurance of consumer-led flexibility - GOV.UK.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/consultations/capacity-market-proposals-to-modernise-rules-and-improve-participation-and-delivery-assurance-of-consumer-led-flexibility>
- [193] Elexon, “Elexon webinar on Flexibility Market Asset registration programme.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/2025/06/13/elexon-launches-flexibility-market-asset-registration-programme/>

-
- [194] Government United Kingdom, “Q3 2025 Smart Meters Statistics Report.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/692587072945773cf12dcfea/Q3_2025_Smart_Meter_Stats_Report.pdf
- [195] SET Ventures, “LIMEJUMP.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://setventures.com/portfolio/limejump/>
- [196] Octopus electric vehicles, “Powerloop: Vehicle-to-Grid Technology.”
- [197] Flexitricity, “Gateshead district energy project.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.flexitricity.com/resources/press-release/gateshead-district-energy-project-earns-1million-boost-demand>
- [198] Centrica, “A virtual power plant for every home.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://www.centrica.com/media-centre/news/2020/a-virtual-power-plant-for-every-home/>
- [199] Nordic Balancing Model, “Successful 15-minute ISP go-live.” Accessed: Jan. 12, 2026. [Online]. Available: <https://nordicbalancingmodel.net/successful-15-minute-isp-go-live/>
- [200] Nodes, “Nodes Platform.” Accessed: Jan. 05, 2026. [Online]. Available: <https://portal.nodesmarket.com/onboarding/dashboard>
- [201] Energinet, “What is DataHub?” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/energy-data/datahub/>
- [202] Energinet, “INVITATION TO SUBMIT TENDERS-PILOT PROJECT TO TEST CONCEPT OF TRADE IN LOCAL FLEXIBILITY”.
- [203] PG&E Corporation, “PG&E Corporation - PG&E Launches Seasonal Aggregation of Versatile Energy (SAVE) Virtual Power Plant Program.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://investor.pgecorp.com/news-events/press-releases/press-release-details/2025/PGE-Launches-Seasonal-Aggregation-of-Versatile-Energy-SAVE-Virtual-Power-Plant-Program/default.aspx>
- [204] Sunrun, “Sunrun’s Power Plant Programs Complete Successful 2024 with Expansion and Innovation To Support Power Grids Across the Country :: Sunrun Inc. (RUN).” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://investors.sunrun.com/news-events/press-releases/detail/334/sunruns-power-plant-programs-complete-successful-2024>
- [205] Australian Energy Market Operator, “AEMO | Demostraciones de centrales eléctricas virtuales (VPP).” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program/der-demonstrations/virtual-power-plant-vpp-demonstrations>
-

-
- [206] Aurecon Group, “Insights | Batteries key in the future energy storage landscape.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.aurecongroup.com/insights/batteries-future-energy-storage>
- [207] Tesla, “Autobidder | Soporte de Tesla en Australia.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: https://www.tesla.com/en_au/support/energy/tesla-software/autobidder
- [208] SunRaise Capital, “Solar VPP revenue stacking: how grid services boost asset returns.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://sunraisecapital.com/blog/solar-vpp-revenue-stacking-grid-services>
- [209] Australian Energy Market Operator, “AEMO | Register as an Integrated Resource Provider, Small Resource Aggregator (SRA) in the NEM.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/registration/register-as-a-small-generation-aggregator-sga-in-the-nem>
- [210] Australian Energy Market Operator, “AEMO | Amendment of the Market Ancillary Service Specification (MASS) – DER and General consultation.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/consultations/current-and-closed-consultations/mass-consultation>
- [211] European Commission, “Fit for 55: Delivering on the proposals - European Commission.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/topics/climate-action/delivering-european-green-deal/fit-55-delivering-proposals_en
- [212] Unión Europea, “Reglamento - 2023/1804 - EN - EUR-Lex.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/ALL/?uri=CELEX:32023R1804>
- [213] Parlamento Europeo y del Consejo, “Directiva - UE - 2024/1275 - EN - EUR-Lex.” Accessed: Aug. 26, 2026. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ%3AL_202401275



Brain 2 Power