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

E1.1 – Informe de evaluación del contexto

PT1 – Diseño de nuevos modelos de negocio innovadores [17.12.2025]

Juan José Rodríguez Hernández – PLOCAN

Iván Prada – PLOCAN

Índice

1. Resumen Ejecutivo 1
2. Información del documento 4
3. Información del entregable 5
4. Historial de versiones 6
5. Tarea a la que se asocia el entregable 7
6. Introducción 8
6.1. Antecedentes al sistema eléctrico actual 8
7. El Sistema Eléctrico Actual 13
7.1. Funcionamiento Técnico del Sistema Eléctrico 13
7.1.1. Introducción 13
7.1.2. Situación legislativa 13
7.2. Generación eléctrica 22
7.2.1. Evolución Reciente y Tendencias 25
7.2.2. Estrategia de Transición y Principales Retos 26
7.3. Transporte y distribución eléctrica 28
7.3.1. Estado actual de las redes de transporte y distribución 29
7.3.2. Características técnicas y funcionales 31
7.3.3. Insularidad y redes aisladas 34
7.3.4. Inversión y planificación estratégica 35
7.3.5. Otros aspectos relevantes 36
8. Virtual Power Plants 37
8.1. Enfoque Normativo: Regulación de VPP y Prosumidores 38
8.1.1. Estado regulatorio actual y perspectivas futuras 38
8.1.2. Criterios de participación en mercados eléctricos y de flexibilidad 41
8.1.3. Autoconsumo compartido, reparto de energía y límites de instalaciones 43
8.1.4. Figuras de participación de la VPP 46

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

8.2. Enfoque Tecnológico: Recursos Energéticos en una VPP 49
8.2.1. Generación renovable distribuida: solar y eólica 49
8.2.2. Sistemas de almacenamiento: baterías y vector hidrógeno 52
8.2.3. Gestión de la demanda y respuesta del consumidor 56
8.3. Enfoque Económico: Costes, Retribuciones y otros factores económicos 60
8.3.1. Costes de implementación de tecnologías VPP..... 60
8.3.2. Ingresos y retribuciones: energía, excedentes y servicios de flexibilidad.....63
8.3.3. Tarifas eléctricas y precios horarios: impacto en decisiones..... 66
9. Conclusiones 70

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

Índice de figuras

Figura 1. Central Térmica de Mata 8
Figura 2. Generación eléctrica nacional por tipo de tecnología en 2024 23
Figura 3. Pérdidas eléctricas de transmisión y distribución.....32

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

1. Resumen Ejecutivo

Este documento constituye el primer entregable del proyecto BRAIN2POWER - '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'. El documento, en formato de informe, se estructura en torno a una evaluación del contexto normativo, técnico y económico del sistema eléctrico español, abarcando desde los antecedentes históricos hasta los retos actuales de descarbonización y digitalización.

El documento aborda la estructura del sector eléctrico, los roles de sus principales actores y el funcionamiento técnico y económico del sistema. Se profundiza en la evolución tecnológica y regulatoria hacia modelos basados en recursos distribuidos, autoconsumo y flexibilidad, y se analiza la figura emergente de las Virtual Power Plants como agente dinamizador de nuevos modelos de negocio en mercados locales y servicios de ajuste.

Además de revisar el contexto y proponer recomendaciones para la integración de la flexibilidad y la gestión inteligente, este entregable permite identificar palancas clave para la transición energética, sentando las bases para los siguientes trabajos del proyecto orientados a la prueba y validación de soluciones innovadoras mediante plataformas VPP.

El documento analiza el estado actual y las perspectivas de las Virtual Power Plants (VPP) en España, tecnologías que emergen como elementos clave para la transición energética al permitir la integración inteligente de recursos energéticos distribuidos. Las VPP funcionan como redes de fuentes de energía descentralizadas que, mediante sistemas de control avanzados, emulan el comportamiento de una central eléctrica convencional, coordinando generación renovable, almacenamiento y demanda flexible en tiempo real.

El sistema eléctrico español ha experimentado una transformación profunda desde sus orígenes a finales del siglo XIX hasta convertirse en un mercado liberalizado bajo la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Esta evolución incluye hitos cruciales como la creación de Red Eléctrica de España en 1984, la liberalización iniciada en 1997, y el extraordinario crecimiento del autoconsumo que se multiplicó por 26 entre 2018 y 2022. Sin embargo, este crecimiento ha generado desafíos significativos, siendo el más crítico la saturación de las redes de distribución, donde el 83,4% de los nudos están saturados, constituyendo un cuello de botella para nuevas conexiones energéticas.

A pesar de estas limitaciones estructurales, España presenta ventajas competitivas importantes. La generación renovable alcanzó entre el 56% y 60% del mix eléctrico en 2025, contribuyendo a una reducción del 23,7% en los precios medios mayoristas durante

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

2024. El país cuenta con una red mallada robusta, interconexiones internacionales estratégicas y prácticamente el 100% de contadores inteligentes instalados, creando las bases tecnológicas necesarias para la implementación de VPP.

El marco normativo presenta un panorama mixto de avances y retrasos. España ha establecido bases sólidas en autoconsumo compartido, permitiendo coeficientes de reparto flexibles y ampliando las distancias permitidas de 500 metros a 1000 metros, con proyección a 2000 metros próximamente. No obstante, existe un retraso crítico de cinco años en la transposición de normativa europea, particularmente en la figura del agregador independiente, que debía estar regulada antes del 31 de diciembre de 2020 pero no se espera implementar hasta marzo de 2026.

Para participar en mercados, las VPP deben cumplir requisitos específicos incluyendo capacidad mínima de 1 MW agregado para servicios de balance, sistemas de comunicación en tiempo real con operadores del sistema, y superación de pruebas de desempeño específicas. Los mercados locales de flexibilidad están actualmente en fase piloto, con proyectos como S2F que ensayan nuevos modelos de participación y remuneración.

Desde la perspectiva tecnológica, la solar fotovoltaica presenta costes competitivos de 600-800 euros por kW instalado en tejado, con un coste nivelado de electricidad de 30-60 euros por MWh, significativamente inferior al precio mayorista medio. Las baterías de ion-litio han experimentado reducciones de coste dramáticas, pasando de 1000 euros por kWh en 2010 a 300 euros actualmente, con eficiencias del 90-95% y capacidad de respuesta en milisegundos. España proyecta 20 GW de almacenamiento para 2030, incluyendo 400 MW distribuidos detrás del contador. Paralelamente, el hidrógeno verde se perfila como solución para almacenamiento estacional, aunque con eficiencias menores del 30-40% y costes actuales de 5 euros por kg que se espera reducir a 2-3 euros en 2030.

La gestión de la demanda representa otro pilar fundamental, con 11 millones de consumidores en PVPC sometidos a precios horarios variables que crean incentivos para la flexibilidad. La electromovilidad aportará 26 GWh de capacidad de batería para 2030, equivalente a horas significativas de almacenamiento sistémico.

Económicamente, las VPP pueden generar valor mediante múltiples fuentes de ingresos: ahorros en autoconsumo de 0,20-0,30 euros por kWh evitados, venta de excedentes al precio medio de 63 euros por MWh en 2024, servicios de balance remunerados con 2.668 millones de euros anuales, y futuros mercados locales de flexibilidad. La tarifa 2.0TD con periodos diferenciados y los precios PVPC horarios crean incentivos para optimización temporal, mientras que la volatilidad de precios mayoristas favorece el arbitraje mediante almacenamiento y gestión inteligente de la demanda.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

El documento confirma la viabilidad económica de las VPP bajo condiciones adecuadas, citando proyectos pioneros como Ballesteros Genera que garantiza energía renovable competitiva sin coste inicial para usuarios. En un sistema con alta penetración renovable, la flexibilidad se convierte en un activo tan valioso como la capacidad instalada, transformando consumidores pasivos en prosumidores activos que alinean objetivos ambientales con incentivos económicos.

Las VPP emergen como elemento fundamental para un sistema energético más sostenible, flexible y participativo. Estudios referenciados indican que la flexibilidad puede evitar hasta el 61% de recortes de renovables, maximizando el aprovechamiento de energía limpia. El éxito de esta tecnología requiere convergencia en tres frentes: aceleración regulatoria del marco del agregador independiente, avances tecnológicos en interoperabilidad y ciberseguridad, y diseño de mecanismos económicos que remuneren adecuadamente todos los servicios aportados por la flexibilidad.

Con el marco regulatorio apropiado y la evolución tecnológica continuada, se espera la proliferación de VPP en la segunda mitad de la década, desde servicios nacionales hasta mercados locales que empoderen municipios y comunidades. Las VPP representan un modelo donde los prosumidores obtienen ahorros e ingresos, el sistema gana estabilidad y eficiencia, y se promueve innovación y desarrollo industrial, constituyendo un pilar esencial en la construcción del futuro energético español.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

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

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

3. Información del entregable

Información del entregable	
Nombre del entregable	E1.1 – Informe de evaluación del contexto
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	Iván Prada – PLOCAN Juan José Rodríguez – PLOCAN
Fecha entrega	17.12.2025
Tipo de entregable	Informe
Confidencialidad	Público

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

4. Historial de versiones

Historial de versiones			
Versión	**Fecha**	**Autor**	**Cambios**
V1	15.01.2024	Iván Prada	Inicio del documento, índice
V2	03.10.2025	Juan José Rodríguez	Draft del documento
V3	09.10.2025	Iván Prada	Revisión y comentarios
V4	13.10.2025	Juan José Rodríguez	Revisión y comentarios
V5	04.11.2025	Iván Prada	Revisión y validación
V6	06.11.2025	Juan José Rodríguez	Revisión y formato final para compartir con socios
V7	01.12.2025	Víctor Fabegrat Paula Hernández Juana María Pagán	Revisión y comentarios
V8	17.12.2025	Juan José Rodríguez	Revisión y formato final para publicar

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

5. Tarea a la que se asocia el entregable

El siguiente entregable hace referencia a la tarea:

T1.1. - Análisis del marco normativo, técnico y económico

El objetivo de esta tarea consiste en analizar y describir el marco normativo, tecnológico y económico relacionado con el diseño, desarrollo y gestión de VPP (Virtual Power Plants) y su aplicación en los mercados de flexibilidad y locales de energía.

En lo que respecta al enfoque normativo, se llevará a cabo una evaluación exhaustiva del estado regulatorio actual y de las proyecciones futuras en el contexto de las VPP y los prosumidores de energías renovables. Entre otros aspectos, se examinarán los criterios que deben cumplirse para poder participar en los distintos mercados eléctricos y de flexibilidad. También se analizarán los requisitos para compartir energía y los mecanismos empleados para determinar los coeficientes de reparto, el tamaño máximo de las instalaciones, la retribución de los excedentes y las diversas figuras a través de las cuales una VPP puede participar en el mercado eléctrico, ya sea como comercializadora, agregador o representante, entre otras posibilidades.

En cuanto al enfoque tecnológico, se procederá a identificar y evaluar los parámetros técnicos de los sistemas energéticos que participan en las VPP, como los sistemas de generación renovable, como la energía solar y eólica, y los sistemas de almacenamiento, tales como baterías e hidrógeno. Además, se dará importancia a la gestión de la demanda en los consumidores como una solución con capacidad de aportar flexibilidad al consumo de energía.

Desde la perspectiva económica, se llevará a cabo una evaluación de las distintas variables económicas asociadas a las tecnologías involucradas en las VPP. Esto incluirá tanto los costes de implementación de las tecnologías como las retribuciones que se generen a partir de la producción y consumo de energía, así como la prestación de servicios de flexibilidad en el mercado eléctrico. Se prestará una atención especial a las tarifas eléctricas y a los precios crono-variables de la electricidad como factores determinantes en la toma de decisiones.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

6. Introducción

6.1. Antecedentes al sistema eléctrico actual

La historia del sistema eléctrico en España comienza en el siglo XIX con las primeras aplicaciones prácticas de la electricidad. En 1852, el farmacéutico barcelonés Domènech iluminó su botica con baterías de su invención. La considerada primera empresa eléctrica española, la Sociedad Española de Electricidad (SEE), fue establecida en Barcelona, el 30 de abril de 1881, este fue el considerado primer paso de la electrificación industrial en España. La compañía instaló su primera central eléctrica en antiguas fábricas textiles y en 1883 puso en servicio su primera gran central térmica, "Les Hortes de San Bertrán".

En 1894, La SEE fue adquirida por la alemanda AEG que fundó la Compañía Barcelonesa de Electricidad (CBE) y se hizo con los bienes, concesiones y servicios de SEE. Tres años más tarde, en 1897, CBE puso en servicio la Central Térmica de Mata, conocida popularmente como "*Las Tres Chimeneas*".

Figura 1. Central Térmica de Mata (Barcelona - 1897) fuente: Endesa

En esa misma etapa, en otras zonas de España, también comenzó la expansión de la industria eléctrica, por ejemplo, el 23 de julio de 1894 se constituyó la Compañía Sevillana de Electricidad, que dos años después tenía 484 abonados y una producción de 164.929 kWh. Esta empresa fue posteriormente adquirida por el grupo Endesa (Empresa Nacional de Electricidad, S. A.), una de las tres grandes compañías del sector eléctrico en España, constituida el 18 de noviembre de 1944 por la entidad estatal española Instituto Nacional de

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

Industria (INI), hasta el año 1998 cuando dicha entidad, con una última Oferta Pública de Venta (OPV), desaparece como accionista y Endesa pasa a ser una empresa privada.

Por otro lado, la compañía Hidroeléctrica Ibérica (HI) fue fundada en 1901 y aportó fondos para, el 13 de mayo de 1907 en Madrid, constituir la Sociedad Hidroeléctrica Española, S.L. (Hidrola), que el 12 de diciembre de 1992, se fusionó con Iberduero, constituida por la fusión de Hidroeléctrica Ibérica S.A. con Saltos del Duero S.A., para dar lugar a la compañía que hoy conocemos como Iberdrola.

La otra gran compañía eléctrica española, Naturgy, tiene su origen en 1843, cuando comenzó como una empresa generadora de electricidad mediante gas, bajo el nombre de Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas (SCAG), a partir de 1866 la entidad inició su expansión geográfica por la península, posteriormente se introdujo en la electricidad térmica y en la electricidad hidráulica, y por ello, en 1912 cambió de nombre a Catalana de Gas y Electricidad, S.A. (CGE). Junto a otras entidades, la SCAG en 1965, constituyó Gas Natural, S.A. Tras una Oferta Pública de Adquisición (OPA), formulada por Gas Natural sobre el capital social de Unión Fenosa, CGE asimila los activos de la compañía y comercializarlos en su totalidad bajo el nombre unificado de «Gas Natural Fenosa». Finalmente, el 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas 2018, acordó que «Gas Natural Fenosa» pasara a denominarse «Naturgy».

En cuanto a la tipología de generación, en el año 1901, el 61% de la potencia instalada era de origen térmico, mientras que el 39% restante utilizaba la energía hidráulica. Puesto que la generación era en forma de corriente continua, no era posible transportarla largas distancias y, por ende, las instalaciones eléctricas eran de carácter local y privado, alimentadas por pequeñas plantas térmicas o micro centrales hidroeléctricas.

En cuanto al uso no industrial de la electricidad, Comillas, en Cantabria fue la primera localidad española en disponer de luz eléctrica en sus calles en el año 1881. Ese mismo año, 1881, el pueblo de Sotres (Asturias), creó una red de alumbrado público para sus calles y sus casas.

Fue posteriormente, en el año 1885, cuando se publicó el Real Decreto de 12 de mayo de 1885, que regulaba el uso del alumbrado público eléctrico, estableciendo las normas para su instalación y explotación. Un año después, en el 1886, se estableció la primera red de alumbrado público urbano en Gerona.

Aunque Michael Faraday, construyó el primer transformador en 1831, su desarrollo quedo relegado hasta los trabajos de Gaulard y Gibbs, y la contribución de los húngaros Zipernowsky, Bláthy y Déri, quienes patentaron el primer transformador de corriente alterna (modelo ZBD) en 1885. Siendo esta innovación tecnológica crucial para el posterior desarrollo de las redes de distribución y/o transporte. Así, fue en la década de los 1920', con la llegada de los generadores de corriente alterna, que la capacidad de generación se

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

multiplicó por doce, haciendo un total de 1.154 MW con un 81% proveniente de las hidroeléctricas y que la red de transporte comienza a interconectarse en 132 y 220 kV, aunque de forma descoordinada y bajo control de las propias empresas eléctricas.

Otro paso clave para suministro eléctrico a largas distancias proviene de la legislación, así el Real Decreto-ley de 12 de abril de 1924, declara formalmente Servicio Público el suministro electricidad, y atribuye al Gobierno la reglamentación de estos servicios y el Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de fluido eléctrico. Por su parte, la Ley de 23 de marzo de 1900, establece la Servidumbre forzosa de paso de corriente eléctrica, lo que otorga la potestad para la instalación de líneas, aéreas o subterráneas, de conducción de energía eléctrica, así como para la conservación constante de las mismas[1].

Posteriormente, si bien la década de los 30 comenzó con un periodo de crecimiento de la demanda española con Cataluña, País Vasco y Valencia a la cabeza, la guerra civil del año 1936 impacto severamente esta demanda. Entre los años 1935 y 1937, supuso no sólo un freno a dicho crecimiento de demanda, sino que incluso produjo una constricción de esta, de hasta un 25%.

No obstante, tras el fin de la guerra civil, la demanda experimento de nuevo un notable incremento, si bien la expansión de las redes eléctricas se vio frenadas debido a las consecuencias políticas de la postguerra, como los bloqueos internacionales. Tras la guerra, y durante el régimen franquista (1939–1975), se experimenta una intervención directa del estado en el sector. Así, el estado impulso la creación en 1944 de UNESA como patronal del sector eléctrico, que sería la Asociación Española de la Industria Eléctrica, un organismo que agrupó a las empresas eléctricas privadas y tuvo un papel importante en la organización y desarrollo del sector energético español, especialmente en la construcción de una red eléctrica nacional. En 1951 se publica el primer Reglamento de Instalaciones Eléctricas, estableciendo requisitos técnicos comunes para la distribución de la energía eléctrica y las tarifas de aplicación[2]. Se promueven grandes proyectos hidráulicos y térmicos, como Compostilla I (1957).

Fue en el periodo entre 1960 y 1970 donde la economía española experimentó su mayor crecimiento, lo que produjo un impulso sustancial en la demanda que posicionó la energía eléctrica por encima de las demás fuentes de energía. Esto propició la promoción de más proyectos hidráulicos y térmicos de gran envergadura, como Andorra (Teruel, 1970), y la introducción de la energía nuclear con la central José Cabrera (Zorita, 1969), que fue posteriormente seguida por Ascó (1983) y Cofrentes (1984).

[1] https://puntocritico.com/ausajpuntocritico/2017/02/08/historia-de-la-regulacion-del-sector-electrico-en-espana-parte-ii/
[2] https://www.boe.es/gazeta/dias/1951/02/02/pdfs/BOE-1951-33.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

En 1984 se crea Red Eléctrica de España (REE), que asume la operación unificada del sistema de transporte y su planificación técnica, separándola de las empresas generadoras. REE gestiona una red de 400 y 220 kV que conecta las principales zonas productoras y consumidoras del país. Desde entonces, REE ha sido el gestor técnico del sistema y transportista único en España. Entre las funciones, competencias y obligaciones de REE, tal y como recoge el Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, están:

- Operación del sistema eléctrico: Garantiza el equilibrio entre generación y demanda en tiempo real.
- Gestión de la red de transporte: Planifica, desarrolla y mantiene la red de alta tensión (220 y 400 kV).
- Planificación de infraestructuras (Circulares de la CNMC (1/2021 y 1/2024)): Colabora con el Ministerio para la Transición Ecológica en la planificación de la red.
- Gestión de acceso y conexión (Real Decreto 1183/2020): Evalúa y publica la capacidad disponible en los nudos de la red

La liberalización del sector comienza con la Ley 54/1997, del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en respuesta a la Directiva 96/92/CE de la UE, que busca fomentar la competencia y eficiencia. Se crea el mercado mayorista operado por OMIE (1998), donde los generadores ofertan precios diariamente. Desde 2003, los consumidores pueden elegir su proveedor eléctrico. La generación se liberaliza, mientras que las redes siguen reguladas.

El marco actual está definido por la Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que mantiene los principios de liberalización, seguridad de suministro y sostenibilidad económica. Establece criterios para la retribución de actividades reguladas (transporte y distribución), los derechos del consumidor y el papel de la CNMC como organismo supervisor. El sistema ha evolucionado desde un monopolio verticalmente integrado hacia un mercado competitivo con fuerte regulación en el acceso a redes, planificación y tarifas.

Además, promovida por los avances regulatorios y por la reducción de costes de la tecnología fotovoltaica, el autoconsumo ha estado cada vez más presente en la red eléctrica desde los años 2000. El autoconsumo está definido y encuadrado en el artículo 9 de la Ley del sector eléctrico 24/2013, que indica que se considera autoconsumo como "*el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos*" y establece dos modalidades:

a) **Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes**. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.
b) **Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes**. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor:

a. **Consumidor**: personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.
b. **Productor**: aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

No obstante, su regulación fundamental aparece contenida en el RD 244/2019 que regula las condiciones económicas, técnicas y administrativas que rigen el autoconsumo. Así, desde 2018 a 2022 la potencia instalada anual de fotovoltaica para autoconsumo se vio multiplicada por 26 en nuestro país, pasando de 101 MW instalados al año a 2.649 MW[3].

Todo esto ha condicionado enormemente el sistema eléctrico actual, que expondremos en los siguientes apartados.

[3] https://www.appa.es/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Anual-Autoconsumo-Fotovoltaico-2022.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

7. El Sistema Eléctrico Actual

7.1. Funcionamiento Técnico del Sistema Eléctrico

7.1.1. Introducción

En este apartado se proporciona una visión general del funcionamiento del sector energético actual, incluyendo sus principales actores, la estructura y ordenamiento de la red, la normativa que lo regula y sus principales aspectos técnicos. El objetivo es aportar la perspectiva necesaria para poder, en los siguientes apartados, valorar de manera adecuada las implicaciones de los cambios que implicarán en esta por un lado el incremento de la energía generada por fuentes renovables en la red, en cumplimiento de los compromisos medioambientales adquiridos en el marco del Pacto Verde Europeo, y por otro, la aparición de nuevos actores en el panorama, por la popularización de la generación distribuida, principalmente solar y eólica, que abre la vía a nuevos servicios a la red (flexibilidad) y nuevos marcados (locales y P2P).

7.1.2. Situación legislativa

Según la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre, corresponde al Gobierno y a las Administraciones Públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, incluyendo, entre otras:

- La regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.
- Determinar, en el ámbito de su competencia, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica.
- Determinar las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- Establecer el régimen retributivo y fijar la retribución de aquellas actividades que tengan una retribución regulada.
- Regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema.
- Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.
- Establecer los requisitos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de energía eléctrica.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- Impartir, en el ámbito de su competencia, instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas de transporte y distribución.
- Sancionar, en el ámbito de su competencia y de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y disposiciones que la desarrollen, las infracciones cometidas
- Ejercer las funciones de ordenación previstas en el título II (Ordenación del suministro), como adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica, cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:
  - Riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.
  - Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.
  - Situaciones de las que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica previa comunicación a las Comunidades Autónomas afectadas.
  - Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.

Esta Ley define las actividades de energía eléctrica que componen el sector como:

- **Generación**: Se trata de un servicio reconocido por la propia Ley como servicio de interés económico general (art. 2.2), estableciendo la Ley que la producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia (Artículo 8).
  La actividad de generación de energía eléctrica se configura como el conjunto de operaciones técnico-económicas orientadas a la transformación de fuentes de energía primaria – de origen renovable o no renovable – en energía eléctrica utilizable, con la finalidad de ser vertida al sistema eléctrico mediante su conexión a redes de transporte o distribución, según el artículo 6.1.a).
  Conforme a la Ley del Sector Eléctrico, se entiende por **productor** aquella persona física o jurídica titular de una o varias instalaciones de producción, que actúa bajo las condiciones técnicas y económicas definidas por el marco normativo vigente. Esta figura ostenta la capacidad de generar energía eléctrica y de participar en los mercados de producción, bien a través de fórmulas de contratación bilateral o mediante su integración en los procedimientos de casación del operador del sistema.
  Como características funcionales, destacan las siguientes:
  - **Transformación energética**: implica la conversión de energía primaria (eólica, solar, hidráulica, térmica, biomasa, etc.) en energía eléctrica.
  - **Inyección a red**: la energía generada debe entregarse al sistema eléctrico a través de su interconexión con las redes de transporte o distribución, conforme a los criterios de conexión, acceso y capacidad autorizados.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **Autonomía operativa y económica**: el productor asume responsabilidades técnicas asociadas a la estabilidad de la red, así como obligaciones comerciales, fiscales y de sostenibilidad ambiental.
- **Marco retributivo**: puede integrarse en un régimen económico de mercado o, en su caso, acogerse a un régimen retributivo regulado, especialmente cuando se trate de instalaciones renovables o de cogeneración.
- **Coordinación operativa**: debe cumplir con los procedimientos establecidos por el operador del sistema para la programación, operación y ajuste de su producción.

La actividad de generación constituye el primer eslabón de la cadena de suministro eléctrico, siendo esencial para garantizar la seguridad del abastecimiento, la transición energética y la sostenibilidad del sistema.

- **Transporte**: A partir de los artículos 6.1.d) y 36 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se define que la **actividad de transporte de energía eléctrica** comprende la operación de infraestructuras técnicas destinadas al desplazamiento de energía eléctrica desde los puntos de generación hasta las áreas de distribución o consumo directo, mediante redes de alta tensión, de conformidad con los requisitos establecidos en la planificación energética nacional. La actividad de transporte es un monopolio natural regulado, financiado mediante peajes de acceso y cargado a los consumidores y productores, con el objetivo de garantizar la seguridad, continuidad y eficiencia del suministro eléctrico a nivel nacional.
  Dicha actividad se encuentra atribuida a la figura del **transportista** (Red Eléctrica de España [REE]), definida como aquella persona jurídica titular de las infraestructuras integrantes de la red de transporte, encargada de su construcción, explotación, mantenimiento, gestión y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36, que entre otras recogen:
  - Es responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte y de garantizar el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.
  - Ejecuta los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.
  - Ejecuta las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.
  - Cumple en todo momento las instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.
  - Garantiza el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada.
  - Aporta al operador del sistema toda aquella información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.
  - Otorga el permiso de conexión a la red de transporte.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

- Presta el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.
- Facilita el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.
- Aporta la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución

La red de transporte constituye el eje vertebrador del sistema eléctrico, que posee diferenciación operativa y está sujeta a un régimen regulado, tanto técnica como económicamente. Este elemento es esencial para garantizar la integridad física del sistema eléctrico y su funcionamiento seguro, desempeñando además un papel esencial en la integración de renovables y en la cohesión territorial del suministro energético.

- **Distribución**: La actividad de distribución de energía eléctrica consiste en el transporte de electricidad desde las redes de transporte (o, en su caso, desde instalaciones de generación conectadas a la red de distribución) hasta los puntos finales de consumo, utilizando redes de media y baja tensión (artículo 6.1.e y artículo 40). Esta actividad es responsabilidad del distribuidor, figura legal encargada de la planificación, desarrollo, operación y mantenimiento de las redes de distribución en su zona de actuación.
  La distribución representa el último eslabón físico de la cadena eléctrica antes de llegar al consumidor final, y su operativa se sujeta a un régimen técnico y económico regulado, orientado a garantizar el acceso universal, la calidad del suministro y la eficiencia del servicio.
  Como funciones y características técnicas, pueden mencionarse las siguientes:
  - **Red de distribución**: integra líneas eléctricas, centros de transformación, subestaciones y elementos de control en tensiones inferiores a las definidas para el transporte (normalmente 1–36 kV en media tensión y <1 kV en baja tensión).
  - **Gestión de accesos y acometidas**: el distribuidor es el encargado de ejecutar nuevas conexiones, gestionar acometidas eléctricas, y velar por el cumplimiento de condiciones técnicas de acceso a la red.
  - **Control de calidad del suministro**: debe garantizar niveles adecuados de continuidad del servicio, calidad de la tensión y tiempos de respuesta ante interrupciones o fallos.
  - **Implantación de sistemas de medición**: puede ser responsable de instalar y mantener contadores inteligentes, así como de facilitar el acceso a la información energética al consumidor.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **Régimen económico regulado**: la retribución por la actividad de distribución se basa en parámetros normalizados de inversión, operación y mantenimiento, auditados por la CNMC.

La distribución eléctrica adquiere una relevancia estratégica en el contexto actual de transición energética, debido a su papel facilitador en la integración de generación distribuida, almacenamiento, autoconsumo y gestión activa de la demanda.

- **Comercialización**: tomando como referencia el artículo 6.1.f) y el artículo 42, se puede estipular que la actividad de comercialización de energía eléctrica comprende la venta de energía eléctrica a los consumidores finales, ya sea mediante contratos en mercado libre o dentro del marco regulador. Esta actividad es desarrollada por las figuras jurídicas denominadas **comercializadores**, que actúan como intermediarios entre los mercados mayoristas de electricidad (o, en su caso, otros agentes productores) y los consumidores.

  El comercializador no interviene en la infraestructura física de la red eléctrica, pero asume responsabilidades económicas, contractuales y administrativas esenciales para el funcionamiento del sistema eléctrico y la atención al cliente final. Su función es clave para garantizar el derecho del consumidor a elegir proveedor, así como para dinamizar la competencia en el sector energético.

  Dentro de sus funciones, se encuentra:
  - **Adquisición de energía**: compra energía en el mercado mayorista (OMIE) o mediante contratos bilaterales, y la revende a los consumidores bajo condiciones libremente pactadas o reguladas.
  - **Facturación y atención al cliente**: emite facturas por el suministro de electricidad, gestiona reclamaciones, aplica tarifas y ofrece productos energéticos, a menudo vinculados a servicios adicionales como autoconsumo, eficiencia energética o movilidad eléctrica.
  - **Gestión de contratos**: establece relaciones contractuales con los consumidores, ajustadas al marco normativo y a las condiciones generales aprobadas por los organismos competentes.
  - **Responsabilidades en el mercado**: debe comunicar los consumos al operador del sistema, cumplir con las obligaciones de representación ante el mercado y abonar los peajes y cargos correspondientes.
  - **Tipos de comercializadores**:
    - **Comercializadores de referencia**: asignados por la administración y obligados a ofrecer el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) y bono social.
    - **Comercializadores en mercado libre**: ofrecen precios, condiciones y servicios libremente pactados con los consumidores.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

Esta actividad está sujeta a autorización administrativa y a una regulación específica que busca proteger al consumidor y fomentar la competencia, especialmente en el marco de la transición energética.

Otras figuras relevantes e íntimamente relacionadas con el desarrollo, funcionamiento y comercialización de las actividades mencionadas se encuentran recogidas en la citada ley y se describen brevemente a continuación:

- **Consumidores**: recogidos a partir del artículo 6.1.g) y 43, se identifica como consumidor de energía eléctrica a toda persona física o jurídica que adquiere energía eléctrica para su propio uso o consumo, sin que medie actividad de reventa. Esta figura constituye el eslabón final de la cadena de valor del sistema eléctrico, y su relación con el resto de los agentes (comercializadores, distribuidores, operadores) está regulada para garantizar el acceso, la transparencia y la protección de sus derechos como usuarios del sistema energético.
  Existen varias clasificaciones de consumidores que se mencionan brevemente a continuación:
  - **Por tipo de acceso al mercado** se puede encontrar a consumidores en mercado libre (que contratan a cualquier comercializador) o en mercado regulado (acceden al PVPC a través de un comercializador de referencia).
  - **Por perfil técnico**: pueden ser domésticos, con potencias contratadas usualmente inferiores a 10 kW; industriales, frecuentemente conectados a media o alta tensión; e institucionales o servicios, tales como edificios públicos, centros logísticos, puertos, etc.
  - **Por vinculación con otras figuras energéticas**: pueden ser consumidores **activos** si participan en autoconsumo, almacenamiento o respuesta a la demanda, y pueden además formar parte de **comunidades energéticas** o participar en proyectos de flexibilidad energética.

  Esta figura dentro del entramado eléctrico está evolucionando hacia un papel más activo en la transición energética, con mayor protagonismo en decisiones de autoconsumo, flexibilidad y gestión de la demanda.

- **Consumidores Directos en Mercado**: este término hace referencia a aquellos consumidores que no adquieren energía eléctrica a través de comercializadores tradicionales, sino que acceden directamente al mercado de producción eléctrico, tal como se recoge en los artículos 6.1.g) y 44.1.c). Esta figura se concibe como una modalidad avanzada de contratación donde se les habilita para asumir directamente la representación de su consumo ante el operador del mercado y operador del sistema, comentados más adelante.
  En cuanto a sus características, se encuentran:

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

- Está obligado a suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora a cuya red se conecta su instalación, salvo que actúe a través de un representante autorizado en el mercado.
- Puede contratar bilateralmente con un productor o participar directamente en el mercado diario, intradiario o de servicios de ajuste, si así lo permite la regulación vigente.
- Debe contar con sistemas de medición, comunicación y gestión de energía adecuados, además de asumir las responsabilidades que en condiciones ordinarias recaerían sobre un comercializador (gestión de desvíos, garantías económicas, etc.).

Esta figura es habitual en grandes consumidores industriales o institucionales, cuya dimensión y perfil de carga hacen viable técnica y económicamente el acceso directo al mercado. Su inclusión en el sistema busca fomentar la competencia y la eficiencia mediante una participación más activa y directa en el mercado eléctrico.

- **Operador del Sistema**: Conforme al artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se define la figura de **Operador del Sistema** como la sociedad mercantil designada y certificada como gestor de la red de transporte, cuya misión principal consiste en asegurar la garantía, continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación técnica del conjunto del sistema de producción, transporte y las redes asociadas, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
  Las responsabilidades del Operador del Sistema incluyen, entre otras:
  - Garantizar la **continuidad y seguridad** del suministro eléctrico, siendo responsable de la estabilidad y fiabilidad operativa del sistema eléctrico.
  - Asegurar la **correcta coordinación técnica** entre los agentes que participan en la generación y transporte de electricidad.
  - Adoptar la forma de sociedad mercantil, siendo simultáneamente gestor de la red de transporte de electricidad.
  - Operar bajo un régimen societario que impone restricciones de participación accionarial: ninguna persona física o jurídica puede ejercer simultáneamente control directo o indirecto sobre empresas dedicadas a generación o comercialización y sobre el Operador del Sistema, así como cumplir otros requisitos de separación funcional.

  El Operador del Sistema constituye un **agente esencial** en la estructura institucional del sistema eléctrico, ya que:

  - Interviene en la planificación técnica del sistema (previsión de demanda, programación de la producción, gestión de reservas, etc.).
  - Garantiza el cumplimiento de estándares de seguridad, fiabilidad y funcionamiento eficiente.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- Actúa como organismo neutral respecto de los agentes generadores y comercializadores, lo cual exige una separación financiera y de control que impida conflictos de interés.
- Su papel tiene repercusiones directas sobre la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, la integración de renovables, la estabilidad de redes y la capacidad de respuesta ante situaciones críticas (picos de demanda, averías, etc.).

- **Operador del Mercado**: Según lo dispuesto en la Ley 24/2013, en el artículo 29 y en el ámbito del título V referente a la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, se define como **Operador del Mercado** la sociedad mercantil encargada de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica, al menos en el mercado diario, conforme a las reglas establecidas, respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia.
  Entre sus funciones se pueden distinguir:
  - Gestionar el mecanismo de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario, y en los mercados que la normativa determine (intradiario, servicios complementarios, etc.).
  - Garantizar la transparencia, imparcialidad y objetividad en la selección y casación de las ofertas, el registro de estas y todas las operaciones vinculadas al funcionamiento del mercado eléctrico.
  - Adoptar la forma de sociedad mercantil, con limitaciones de participación accionarial para evitar conflictos de interés.
  - Acceder a registros administrativos relevantes del sector eléctrico (producción, autoconsumo, distribución), coordinarse con el Operador del Sistema y otros sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica.

- **Servicios de Recarga Energética**: conforme a lo regulado en el artículo 48, se considera este servicio como la actividad de entrega de energía eléctrica a vehículos eléctricos, directamente o a través de baterías, mediante el uso de infraestructuras de recarga.
  Las características principales de este servicio son:
  - **Naturaleza no exclusiva**: como se ha comentado, cualquier persona física o jurídica puede prestar servicios de recarga, sin necesidad de ostentar la condición de comercializador, siempre que adquiera la energía como consumidor.
  - **Entrega finalista de energía**: la energía eléctrica es suministrada directamente al vehículo o batería, sin posibilidad de reventa, diferenciándose de otras actividades como la comercialización.
  - **Registro e interoperabilidad**: los puntos de recarga deben estar inscritos en los registros habilitados por las Comunidades Autónomas o ciudades autónomas,

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

con obligación de remitir información técnica, geográfica y operativa a efectos de interoperabilidad y acceso público.
  - **Sujeción a estándares técnicos**: las infraestructuras de recarga están sujetas a requisitos de seguridad eléctrica, compatibilidad, calidad del suministro, y, en su caso, a regulaciones en materia de metrología y facturación.

El servicio de recarga energética constituye un elemento clave en el desarrollo de la movilidad eléctrica y se integra en los objetivos de descarbonización, eficiencia energética y electrificación de la demanda. La ley promueve su despliegue asegurando la participación abierta de operadores, al tiempo que garantiza la transparencia, calidad y accesibilidad del servicio.

- **Autoconsumo**: conforme al artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (y su redacción modificada por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre), se entiende por autoconsumo al consumo de energía eléctrica, por parte de uno o varios consumidores, proveniente de instalaciones de producción muy próximas a las de consumo, y asociadas a los mismos.
  La ley distingue dos modalidades:
  - **Modalidad de autoconsumo sin excedentes**: aquellas en las que los dispositivos físicos instalados impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
  - **Modalidad de autoconsumo con excedente**: aquellas en las que las instalaciones de generación pueden suministrar energía para autoconsumo y, además, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte o distribución.

  Existen obligaciones de carácter administrativo para las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo, y obligaciones de comunicación de datos. Además, la energía auto consumida de origen renovable, cogeneración o residuos está exenta de cargos y peajes.

- **Agregadores Independientes**: en el artículo 6.1.i) de la versión modificada de la Ley 24/2013 (no en su redacción original de 2013, sino en el texto resultado de modificaciones posteriores), se incluye y define como agregación la actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento con el objeto de su compraventa en el mercado, siempre que no estén relacionados con el suministrador o comercializador del cliente final.
  Los agregadores deben poseer capacidad de agrupar distintos recursos (consumos, generación, almacenamiento...) para operarlos como bloque en los mercados energéticos. Además, poseen derechos asociados, tales como el acceso a los mercados o al contacto con los consumidores sin que el comercializador imponga obstáculos indebidos.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SEINP)**: se podría definir estos sistemas como aquellos que operan en territorios insulares o desconectados de la red peninsular (archipiélagos o ciudades autónomas no interconectadas) y que, según el artículo 10, podrían requerir de regímenes operativos y mecanismos retributivos particulares debido a su naturaleza aislada, así como incentivos al operador del sistema y criterios técnicos adaptados.
  Dicha naturaleza aislada incluye una menor escala, dificultades de interconexión, costes adicionales por aislamiento, variabilidad en la generación local o necesidad de incentivos específicos para el asegurado de su viabilidad técnica y económica.

- **Intercambios intracomunitarios e internacionales de energía**: la regulación del artículo 11.1 establece que los intercambios intracomunitarios de electricidad podrán realizarse libremente en los términos previstos en la ley.
  En síntesis, se puede sintetizar sus características en:
  - **Sujetos habilitados**: productores, comercializadores y consumidores directos en mercado, con las modalidades autorizadas.
  - **Comunicación y autorización**: las operaciones deben ser notificadas al operador del sistema, que puede rechazarlas por riesgo para el suministro.
  - **Alcance técnico**: incluyen intercambios de energía, servicios de ajuste, balance, reserva, tránsito, interconexiones, etc.
  - **Régimen legal-económico**: someterse a reglas reglamentarias con criterios de competencia, transparencia y adecuación al coste del sistema.

Por último, es importante destacar que la ley desarrollada dispone además de una serie de términos funcionales y regulatorios (como “planificación de la red de transporte”, “liquidación”, “peajes de acceso”, etc.) que no están definidos como conceptos autónomos, pero que son relevantes para la comprensión operativa del sistema eléctrico.

7.2. Generación eléctrica

En el apartado anterior se repasó la normativa que regula todo el funcionamiento del sector eléctrico, desde las diferentes leyes, normas y definiciones que son de aplicación, pasando por los diferentes actores y actividades que contempla, hasta los requerimientos de funcionamiento y relaciones entre todas las partes implicadas. En este apartado, se aporta una visión menos conceptual y más práctica de la coyuntura actual del sistema, abordando las tendencias actuales y analizando las perspectivas y los condicionantes que lo transformarán en los próximos años.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

El sistema eléctrico español afronta la década de 2020 inmerso en una transformación profunda, orientada hacia la neutralidad climática, la digitalización y la integración de tecnologías emergentes y actores descentralizados. Este proceso ha tenido un reflejo inmediato en la composición del mix de generación, el uso de los recursos energéticos, el rol de las renovables y los desafíos asociados a su integración masiva en la red.

Actualmente, la generación total del sistema eléctrico español según el último informe disponible de REE (correspondiente al año 2024) es de 262.247 GWh[4]. Su distribución por tipo de tecnología de generación o, como se conoce comúnmente, su "Mix energético", – esto es, la distribución de todas las fuentes de energía que utiliza un país o región para cubrir su demanda, tanto de naturaleza renovable como no renovable –, según este mismo informe, se muestra en la siguiente Figura 2.

Generación de energía eléctrica nacional

GWh - %

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Nacional	
	GWh	%24/23	GWh	%24/23	GWh	%24/23
Hidráulica	34.908	35,5	3	-1,7	34.912	35,5
Hidroeólica	-	-	23	30,7	23	30,7
Eólica	59.512	-3,0	1.409	6,0	60.921	-2,8
Solar fotovoltaica	43.609	18,8	912	23,7	44.520	18,9
Solar térmica	4.127	-12,1	-	-	4.127	-12,1
Otras renovables	3.679	2,6	11	31,7	3.690	2,7
Residuos renovables	654	-7,6	151	9,2	805	-4,9
Generación renovable	**146.489**	**10,3**	**2.510**	**12,3**	**148.999**	**10,3**
Nuclear	52.391	-4,1	-	-	52.391	-4,1
Ciclo combinado	29.107	-27,0	6.648	-2,2	35.755	-23,4
Carbón	2.972	-24,4	58	-23,6	3.030	-24,4
Motores diésel	-	-	2.517	-1,7	2.517	-1,7
Turbina de gas	-	-	669	-12,2	669	-12,2
Turbina de vapor	-	-	1.179	-6,0	1.179	-6,0
Fuel + Gas	0	300,0	-	-	0	300,0
Cogeneración	16.324	-5,6	37	-0,9	16.361	-5,6
Residuos no renovables	1.195	0,8	151	9,2	1.347	1,7
Generación no renovable	**101.989**	**-12,8**	**11.259**	**-3,2**	**113.248**	**-11,9**
Generación total	**248.478**	**-0,5**	**13.769**	**-0,7**	**262.247**	**-0,5**

Figura 2. Generación eléctrica nacional por tipo de tecnología en 2024 (fuente REE)

[4] https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

En 2025, la generación renovable ha consolidado su papel central en el mix energético nacional, representando aproximadamente un 56–60% del total de la electricidad producida en España, según informes oficiales de Red Eléctrica de España y análisis sectoriales independientes[4] [5] [6] [7]. Este salto sustancial posiciona a España a la vanguardia europea[8] [9] [10] y marca un hito respecto a la década anterior, cuando la producción renovable rondaba el 35–40%[11].

La contribución por tecnologías, basada en datos del primer semestre y proyecciones para 2025, se distribuye así:

- Energía eólica: aproximadamente 20–25%
- Energía solar fotovoltaica: en torno al 20–23%, con récords históricos de producción mensual
- Energía hidráulica: 13–18%, muy sensible a la periodicidad hidráulica anual
- Biomasa/biogás y otras tecnologías renovables: <5%
- Energía nuclear: cerca del 14–20%, actuando como soporte de base y estabilizador del sistema
- Ciclos combinados de gas natural: alrededor del 12–18%, manteniendo su función de respaldo y ajuste rápido
- Carbón: residual, por debajo del 1%, en franco retroceso y previsto para desaparición

La expansión renovable ha venido acompañada de una evolución en la gestión y utilización de recursos, destacando la entrada en funcionamiento de sistemas de almacenamiento (representando ya más de 700 GWh integrados anualmente) y el fortalecimiento del

[5] https://www.energias-renovables.com/panorama/casi-57-generacion-renovable-espana-20250318
[6] https://strategicenergy.eu/renewables-in-may-appa/#
[7] https://eleiaenergia.com/cual-es-el-peso-de-las-energias-renovables-en-el-mix-energetico-espanol-en-2025
[8] https://www.retema.es/actualidad/la-ue-rompe-record-historico-al-alcanzar-el-453-de-electricidad-renovable-en-2023
[9] https://www.smartgridsinfo.es/2025/03/24/47-electricidad-neta-generada-ue-2024-procede-fuentes-renovables
[10] https://www.bbk-behatokia.com/el-grafico-de-la-semana-no-52-2024-las-energias-renovables-representan-el-245-del-consumo-energetico-de-la-ue-en-2023/
[11] https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Resumen_PER_2011-2020_26-julio-2011_58f27847.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

intercambio internacional (exportaciones eléctricas cercanas a los 1.000 GWh/mes en periodos pico).

7.2.1. Evolución Reciente y Tendencias

En este subapartado, se indaga en el estado actual de la generación renovable y su comparación con el estado de la misma en periodos anteriores, denotando expansión sostenida en el panorama eléctrico.

A raíz de este crecimiento, se presenta brevemente la aparición de nuevos agentes y entidades que tradicionalmente no han cobrado tanta relevancia pero que, inevitablemente, aparecen de forma natural en este paradigma topológico cada vez más descentralizado.

La aceleración de la capacidad solar fotovoltaica y el crecimiento constante de la energía eólica han sido los motores principales del avance renovable. En junio de 2025, la generación solar batió récords históricos, alcanzando cuotas mensuales superiores al 25%[12] [13], mientras que la eólica mantuvo su liderazgo anual, con rendimientos algo más estables. La hidráulica, por su parte, ha presentado una mayor variabilidad debido a la sequía y los extremos climáticos, pero sigue siendo fundamental para el manejo de picos y la cobertura de demanda renovable en horas valle. En paralelo, tecnologías emergentes como el almacenamiento energético y la gestión de la demanda comienzan también a ganar relevancia dentro del ecosistema eléctrico.

El sistema eléctrico español se orienta así hacia un modelo más distribuido y participativo. Nuevas figuras como el autoconsumo, las comunidades energéticas y los prosumidores[14] – término que combina las palabras "productor" y "consumidor"; es un individuo o figura que participa activamente tanto en el consumo de productos o servicios como en su creación, promoción y mejora[15] [16] –, han comenzado a contribuir al mix energético y a transformar la dinámica tradicional del mercado[17] [18]. Esta introducción de nuevos agentes y dinámicas está permitiendo la incorporación de mayor porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables, a la vez que empodera a consumidores que disponen de mayor oferta y la posibilidad de ejercer un rol más activo – el consumidor puede pasar de un rol puramente pasivo a un agente que puede interactuar dinámicamente con el sistema, poniendo a

[12] https://www.review-energy.com/solar/por-primera-vez-la-energia-solar-se-convierte-en-la-principal-fuente-electrica-de-la-ue-en-junio-2025
[13] https://www.energias-renovables.com/panorama/espa-a-registra-un-nuevo-m-ximo-20250703
[14] https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/the-role-of-prosumers-of
[15] https://www.iebschool.com/hub/prosumidor-marketing-digital
[16] https://www.esic.edu/rethink/marketing-y-comunicacion/que-es-un-prosumidor-ejemplos-c
[17] https://www.bassolsenergia.com/es/blog/ejemplos-comunidades-energeticas-exitosas
[18] https://www.enel.com/es/nuestra-compania/historias/articles/2021/11/un-milion-prosumidores-energia

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

disposición del mismo elementos tales como producción propia (pasando del autoconsumo a una figura de pequeño productor), almacenamiento o incluso gestión puntual de su demanda –,aumentando todo ello la resiliencia operativa de la red: una red descentralizada distribuye el riesgo en lugar de depender de una gran fuente de energía a la par que proporciona a los agentes y figuras mayor autonomía y control sobre su suministro eléctrico, reduciendo la vulnerabilidad a fluctuaciones de precios[19]. La distribución de generación, además, disminuye las pérdidas por transporte, mejora la estabilidad[20] [21] y asegura la continuidad del suministro, volviéndola más fiable[22].

Esta evolución se enmarca en una tendencia europea hacia la descarbonización y digitalización del sistema eléctrico, promovida por instrumentos como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[23]. La creciente integración de recursos distribuidos y tecnologías de monitorización en tiempo real sienta las bases para nuevos modelos de gestión – como las plataformas de centrales eléctricas virtuales (VPP) – que permitirán coordinar generación, almacenamiento y consumo de forma inteligente, eficiente y dinámica.

7.2.2. Estrategia de Transición y Principales Retos

En este subapartado, se exponen los principales retos que aparecen asociados a una topología eléctrica que incluya generación distribuida con penetración renovable y gestión inteligente de los elementos que la componen. Además, estos retos conducen inmediatamente a fijar los objetivos que se deben alcanzar y superar en la estrategia de transición con el objetivo de dotar al sistema de fiabilidad, robustez, estabilidad y eficiencia; es decir, manteniendo las características positivas del sistema eléctrico actual.

El sistema eléctrico español se enfrenta a un gran reto de transformación estructural, motivado por alinearse con el compromiso con la neutralidad climática, la electrificación de la demanda y la progresiva descentralización de la generación. La transición energética plantea retos técnicos, económicos y regulatorios que requieren coordinación entre todos los agentes del sistema, desde los operadores de red hasta los nuevos actores locales y ciudadanos.

La estrategia de transición energética española, alineada con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[23]y los compromisos europeos[24], sintetiza claramente los aspectos

[19]https://cuervaenergia.com/es/comunidad/innovacion/microgrid-independencia-energetica
[20]https://arram.net/es/comunicacion/blog/1-estabilidad-de-la-red-electrica-tension-y-frecuencia
[21]https://cuervaenergia.com/es/comunidad/innovacion/microgrid-independencia-energetica
[22]https://tibo.energy/es/blog/sistemas-energeticos-descentralizados
[23]https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
[24]El Pacto verde Europeo (https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/) y sus diferentes estrategias: Integración de renovables (https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

claves, las problemáticas asociadas y, en consecuencia, los objetivos para lograr un sistema energético que contribuya a la neutralidad climática, al cumplimiento de los objetivos europeos de reducción de emisiones, eficiencia energética y penetración de renovables y a la transformación del modelo energético hacia un sistema descarbonizado, digitalizado y centrado en el ciudadano, garantizando la sostenibilidad ambiental, la seguridad del suministro y la competitividad económica a largo plazo. Dicha estrategia se articula en torno a los siguientes ejes:

- **Descarbonización y expansión renovable:** España prevé alcanzar un 74% de generación eléctrica renovable en 2030 y la neutralidad de emisiones antes de 2050. Este objetivo se apoya en la expansión de la capacidad solar y eólica, , la retirada progresiva del carbón y la modernización del parque de ciclos combinados y nuclear que actúan como respaldo para garantizar la seguridad del suministro. La gestión eficiente de esta transición implica también adecuar las redes a un flujo de energía bidireccional[25] y cada vez más variable: mediciones y contadores inteligentes bidireccionales, sistemas de seccionamiento inteligente o refuerzo de conductores, transformadores y estaciones de transformación, por citar algunos.

- **Innovación y almacenamiento:** El reto de la gestión de la intermitencia solar y eólica impulsa la necesidad de nuevos sistemas de almacenamiento energético. En este ámbito, se promueve el despliegue de baterías a gran escala, bombeo hidráulico reversible y sistemas de almacenamiento térmico e hidrógeno verde. Estas tecnologías son esenciales para absorber excedentes renovables y asegurar el equilibrio del sistema en todo momento, además de ofrecer servicios complementarios de regulación y reserva.

- **Seguridad y flexibilidad del sistema:** El incremento de fuentes variables exige una red más inteligente y adaptable, capaz de anticipar y responder a desequilibrios. Se están desarrollando mecanismos avanzados de gestión activa de la demanda, digitalización de la red, integración de agregadores y creación y desarrollo de mercados locales y de servicios de flexibilidad. Las plataformas de centrales eléctricas virtuales (VPP) emergen como una herramienta clave para coordinar estos recursos y facilitar la participación de pequeños productores, prosumidores, agentes agregados y comunidades energéticas en la operación del sistema.

- **Resiliencia ante condiciones climáticas y volatilidad:** El impacto eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas u olas de calor, impactan directamente en la variación interanual de los recursos hidroeléctricos. Esta variabilidad supone un desafío

system/energy-system-integration_en?prefLang=es) ; Renovables marinas (https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en?prefLang=es); Hidrógeno (https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen_en?prefLang=es); etc.

[25] https://aelec.es/sobre-aelec/principios-aelec/principios_aelec_redes_de_distribucion

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

para la planificación y la garantía del abastecimiento, manteniendo al gas natural y a la energía nuclear como fuentes de respaldo durante el período de transición. Así, se plantea como objetivo el desarrollo de infraestructuras más robustas y mecanismos de respuesta ante emergencias energéticas o variabilidad pronunciada en la disponibilidad de los recursos energéticos.

- **Descentralización y empoderamiento ciudadano:** El auge del autoconsumo, las comunidades energéticas y la agregación de pequeños productores constituyen un eje estratégico de la transición. Estos modelos reducen pérdidas en la red (pues los puntos de generación y consumo se encuentran próximos), descentralizar la producción y otorgan a hogares y empresas un rol activo en la operación del sistema eléctrico. Así, la digitalización y el desarrollo de plataformas colaborativas se convierte en un objetivo que permite materializar este empoderamiento ciudadano, aumentando la transparencia y la participación.

Competitividad e integración europea: España avanza en la interconexión con mercados vecinos y la participación en mercados regionales de energía y servicios auxiliares, reforzando la cooperación en servicios de ajuste y flexibilidad. Por tanto, marcar como objetivo esta integración con otros mercados energéticos regionales europeos favorece la eficiencia, la competencia y la exportación de excedentes renovables. En conjunto, estos puntos configuran un marco estratégico en el que la digitalización, la flexibilidad y la gestión inteligente de energía serán determinantes para lograr un sistema eléctrico más sostenible, resiliente y orientado al ciudadano.

7.3. Transporte y distribución eléctrica

En el apartado anterior se abordó una descripción práctica del estado actual de los sistemas de generación energética, abordando las tendencias actuales y los retos y condicionales que guiarán su transformación. Parte de estos retos y objetivos incluyen inevitablemente elementos pertenecientes a la parte del sistema que interviene en el transporte y distribución de esa energía generada.

Así, en esta sección se profundiza en el estado actual y características de las redes de transporte y distribución, haciendo hincapié además en configuraciones singulares de este sistema (como los sistemas insulares aislados), y se complementa lo expuesto anteriormente con las acciones estratégicas pertinentes a esta parte del sistema para contribuir a los planes de transición energética.

Los sistemas de transporte y distribución eléctrica español atraviesan en 2025 un periodo complejo y desafiante, marcado tanto por la presión que ejercen las demandas emergentes

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

sobre la infraestructura existente como por la necesidad de amplias inversiones para mantener su capacidad y calidad de suministro frente a los compromisos en el marco de la transición energética y el crecimiento económico. Estas demandas emergentes incluyen el rápido incremento de parque de vehículos eléctricos y sus puntos de recarga asociados[26], la expansión de fuentes renovables distribuidas y del autoconsumo, la proliferación de centros de datos y otras instalaciones industriales novedosas que poseen alta demanda[27] [28], así como la electrificación de actividades portuarias – como el suministro eléctrico a buques atracados (*Onshore Power Supply* o *Cold Ironing*)[29]. A todo ello se suma la transposición de nuevas directivas europeas y los compromisos de descarbonización que imponen requisitos técnicos y regulatorios más exigentes a sectores clave del sistema energético[30] [31] [32].

7.3.1. Estado actual de las redes de transporte y distribución

En este subapartado se presenta el estado actual de las redes de transporte y distribución en España, plasmando una etapa de inflexión con respecto a décadas anteriores. El incremento de la demanda derivado de la electrificación del transporte y la industria, la integración de generación distribuida y el crecimiento de nuevas cargas industriales tensionan una infraestructura que, en muchos casos, ya están operando cerca de su capacidad. Los mapas de capacidad recientemente publicados revelan un escenario de saturación generalizada en el que la mayoría de los nudos de distribución no admiten nuevas conexiones, poniendo de relieve la urgencia de reforzar, digitalizar y adaptar la infraestructura eléctrica nacional para garantizar continuidad, seguridad y eficiencia en el suministro eléctrico.

Como ya vimos en apartados anteriores, la red de distribución eléctrica en España es gestionada por varios grandes operadores (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP), bajo la supervisión reguladora de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En términos estructurales, la red de distribución comprende líneas de media y baja tensión, subestaciones, centros de transformación y elementos de automatización y protección orientados al suministro seguro y eficiente de energía eléctrica tanto a consumidores

[26] https://www.eleconomista.es/motor/noticias/13405611/06/25/la-red-de-recarga-en-espana-llega-a-los-46684-puntos-con-los-de-alta-potencia-subiendo-un-61.html
[27] https://www.20minutos.es/noticia/5683444/0/distribuidoras-denegaron-2024-49-acceso-red-electrica-solicitada-centros-datos-industria-falta-capacidad
[28] https://montelnews.com/es/news/e552950a-27a4-49f6-9f7d-b1605fc1ff84/los-centros-de-datos-podrian-anadir-3-gw-de-demanda-en-espana
[29] https://emsa.europa.eu/electrification/sse.html
[30] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en
[31] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
[32] https://energy.ec.europa.eu/document/download/efcd200c-b9ae-4a9c-98ab-73b2fd281fcc_en?filename=C_2024_5041_1_EN_ACT_part1_v10.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

residenciales como industriales. En su conjunto, la red de distribución española supera los 300.000 km de líneas eléctricas, tanto aéreas como subterráneas, y más de un millar de subestaciones que permiten transformar la tensión y gestionar el flujo de energía en condiciones seguras y estables.[33]

Como elemento indispensable de enlace y correcto funcionamiento entre los puntos de generación y las redes de distribución, es preciso contar con una red segura y fiable de transporte. España cuenta con una red mallada y robusta de más de 45000 km de líneas de alta tensión y cerca de 700 subestaciones de transporte[34]. Según el Informe del Sistema Eléctrico Español 2020 de Red Eléctrica España[35], la potencia instalada en el sistema peninsular alcanzó los 110839 MW, indicando una capacidad de evacuación comparable en condiciones óptimas. Además, dicho sistema de transporte posee facilitar interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, lo que sugiere una capacidad significativa de interconexión internacional en materia de intercambio energético, reforzando la estabilidad del sistema. Esta topología mallada proporciona flexibilidad operativa y resiliencia frente a contingencias, al tiempo que garantiza la evacuación de energía procedente de plantas renovables de gran tamaño hacia las redes de distribución y los mercados eléctricos vecinos. Red Eléctrica de España es el operador y transportista único de la red de transporte. Su función es garantizar el equilibrio entre generación y demanda en tiempo real, planificar el desarrollo de la red, y facilitar el acceso de nuevos agentes, especialmente renovables. REE también gestiona las interconexiones internacionales y coordina la operación del sistema eléctrico peninsular y de los sistemas insulares.

No obstante, la red de distribución afronta actualmente un escenario de elevada congestión. Los mapas de capacidad de demanda publicados en septiembre de 2025 —en cumplimiento de la Circular 1/2024 de la CNMC y de la Resolución de 8 de junio de 2025 del MITECO— indican que aproximadamente el **83,4 % de los nudos de la red de distribución se encuentran saturados** [36], constituyendo uno de los principales cuellos de botella para la conexión de nuevas demandas energéticas y de generación renovable distribuida[37]. Esta situación se deriva de un crecimiento sin precedentes en las solicitudes de acceso a red, impulsado por la electrificación de sectores intensivos, el despliegue acelerado de autoconsumo y comunidades energéticas, y la digitalización de la demanda.

[33] https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transicion-energetica/red-electrica
[34] https://www.ree.es/es/transporte-electricidad/red
[35] https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf
[36] https://es.investing.com/news/commodities-news/los-mapas-de-capacidad-de-red-de-distribucion-electrica-muestran-un-834--de-saturacion-3296943
[37] https://www.rtve.es/noticias/20250912/gobierno-disparara-inversion-red-electrica-65-hasta-13600-millones-para-paliar-su-saturacion/16727458.shtml

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

La saturación de los puntos de conexión representa, por tanto, un desafío estructural que compromete la agilidad de la transición energética, al limitar la incorporación de nueva capacidad renovable y ralentizar el desarrollo de proyectos industriales electrificados. Este contexto pone de manifiesto la necesidad de acometer inversiones significativas en refuerzo de red, mejora de la flexibilidad operativa y despliegue de tecnologías digitales que permitan optimizar la gestión en tiempo real y facilitar la integración de nuevos actores del sistema eléctrico.

7.3.2. Características técnicas y funcionales

En este subapartado se ahonda en las características técnicas y funcionales que caracterizan la red de transporte y distribución. Además, a partir del aumento de la demanda, la incorporación de las directivas nacionales e internacionales en materia de generación renovable, y las implicaciones económicas, políticas y sociales que esta transición conlleva, se esquematiza el conjunto de retos y acciones que potencialmente guiará la modificación y adaptación de estos sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica.

De manera complementaria, en posteriores subapartados se particulariza en las características técnicas y singularidades que presentan ciertas regiones del territorio español en materia de su planificación eléctrica y cómo estas particularidades marcan un patrón de generación, consumo, retos y objetivos ligeramente diferente al encontrado en la zona peninsular.

Las redes de transporte y distribución españolas se guían por altos estándares de calidad, garantizando unos niveles bajos de interrupciones de suministro y pérdidas energéticas limitadas, incluso en escenarios de alta penetración renovable[38]. De hecho, en los últimos años, España mantiene pérdidas por transporte y distribución contenidas (entre 8.6 – 9.7% entre el período 2015-2023, según WDI/IEA; datos graficados en Figura 3 donde se incluye la comparación entre la comparación de pérdidas españolas y europea), y se sitúa entre los sistemas con buena continuidad de suministro en el contexto europeo, según los benchmarking de CEER[39] y la documentación técnica del observatorio JRC, y dentro de los límites permitidos según la propia regulación española[40].

[38]https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/transporte/energia-no-suministrada-ens-y-tiempo-de-interrupcion-medio
[39]https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf
[40]https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/transporte/energia-no-suministrada-ens-y-tiempo-de-interrupcion-medio

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

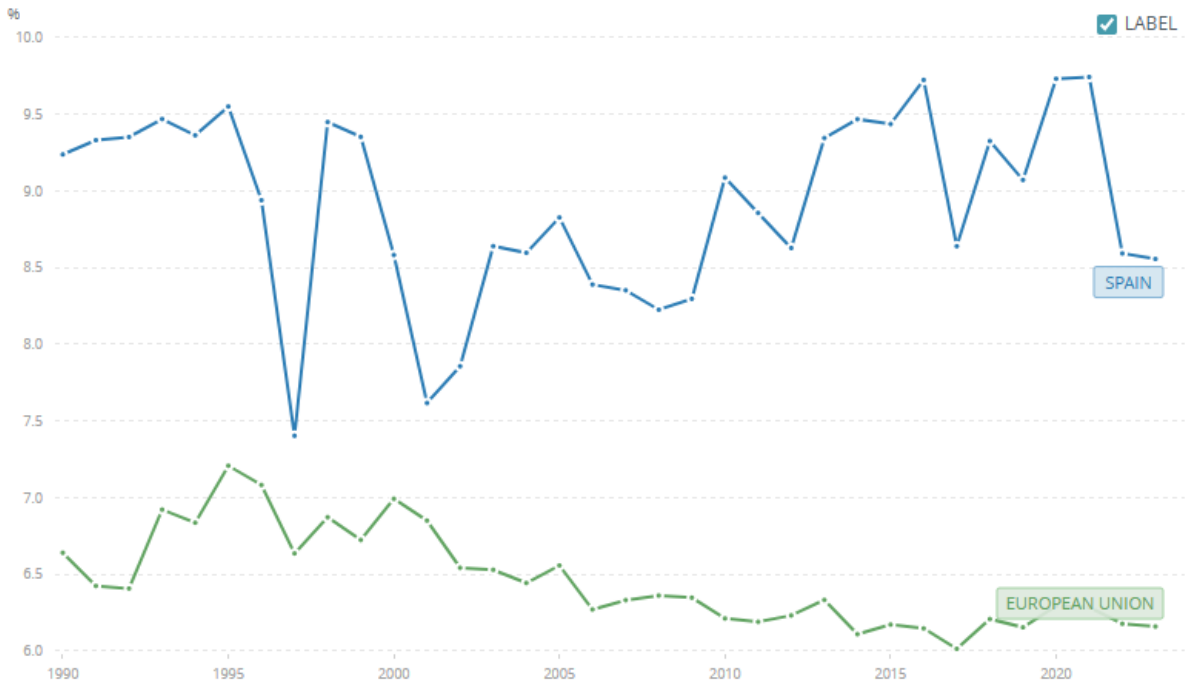


Figura 3. Pérdidas eléctricas de transmisión y distribución. Las pérdidas se expresan en proporción a la producción energética total. Fuente: https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?end=2023&locations=ES-EU&name_desc=false&start=1990&view=chart

El **proceso de digitalización** ha avanzado de forma significativa en la última década, gracias a la **implantación de contadores inteligentes**, la expansión de **sistemas SCADA** y la incorporación de **tecnologías de automatización avanzada**, que permiten monitorización en tiempo real, operación remota, reconfiguración dinámica de la red y respuesta inmediata ante incidencias. Esta modernización mejora la eficiencia operativa y reduce los tiempos de interrupción, al tiempo que sienta las bases para una gestión más proactiva de la demanda y de la generación distribuida.

En términos de capacidad, desde 2020 se han autorizado en el sistema derechos de acceso para cubrir más del doble de la demanda eléctrica nacional, con 43 GW asignados a nuevos proyectos de demanda[41], abarcando desde centros de datos y recarga de vehículos eléctricos, hasta iniciativas industriales y de hidrógeno verde.

En cuanto a la **red de transporte**, gestionada por Red Eléctrica de España (REE), ésta se caracteriza por su **topología mallada** y su **alta fiabilidad**, con tensiones que alcanzan los

[41] https://www.infobae.com/espana/2025/09/09/saturacion-en-la-red-electrica-espanola-el-834-alcanza-su-limite-de-capacidad/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

400 kV en la red principal y 220 kV en la red de transporte secundario. Estas infraestructuras garantizan la evacuación segura de la generación desde los centros de producción —especialmente parques eólicos y plantas fotovoltaicas— hasta las redes de distribución y los grandes consumidores industriales. Los sistemas de protección, control y telemedida, junto con la planificación coordinada del operador del sistema, permiten mantener el **equilibrio entre generación y demanda** en tiempo real y asegurar la **estabilidad de frecuencia y tensión** en todo el territorio peninsular e insular.

En términos de capacidad, desde 2020 se han autorizado derechos de acceso por más del doble de la demanda eléctrica nacional, con 43 GW asignados a nuevos proyectos de demanda que incluyen centros de datos, infraestructura de recarga para vehículos eléctricos, proyectos industriales y de hidrógeno verde[42]. Este incremento refleja el auge de nuevos actores y usos eléctricos intensivos, pero también evidencia la **presión sobre la capacidad de red** y la necesidad de una planificación más flexible y coordinada entre transporte y distribución.

Entre los retos más relevantes del sistema de transporte y distribución eléctrica, similares a los ya presentados en el apartado Estrategia de Transición y Principales Retos, destacan:

- **Retos técnicos:** La integración de una **generación renovable altamente variable**, la **gestión bidireccional** de flujos energéticos derivados del autoconsumo y las comunidades energéticas, y el despliegue de **almacenamiento distribuido** y su integración operativa plantean desafíos en la estabilidad y flexibilidad de la red. Asimismo, la electrificación acelerada de la movilidad y la industria incrementa la demanda y obliga a optimizar la planificación, mientras que el aumento de resiliencia ante eventos climáticos extremos —sequías, olas de calor o tormentas— requiere reforzar infraestructuras y mecanismos de contingencia.
- **Retos económicos y financieros:** La **modernización** y **expansión** de la red implican inversiones muy elevadas y sostenidas en el tiempo, tanto por parte del operador del sistema como de las distribuidoras y agentes privados. Se requiere garantizar mecanismos de financiación estables y predecibles, compatibles con los marcos regulatorios europeos, y evitar desequilibrios entre los costes de inversión y los retornos esperados bajo las tarifas actuales. Además, la transición hacia un modelo más distribuido puede generar **ineficiencias temporales o sobrecostes** en la adaptación de infraestructuras existentes.
- **Retos operativos y de gestión:** La **coordinación** entre transporte y distribución, y la **planificación** en tiempo real de un sistema más descentralizado, son elementos críticos para garantizar la calidad del suministro. El **volumen** creciente de datos y la necesidad de tomar **decisiones automáticas** en milisegundos exigen **sistemas de control** más avanzados, ciberseguros e interoperables. La incorporación de nuevos agentes —como

[42] https://tellkes.com/centros-de-datos-e-industria-tensionan-la-red-43-gw-nuevos-demandan-acceso-y-colapsan-la-red-electrica-espanola/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

agregadores, prosumidores y operadores locales de flexibilidad — amplía la complejidad operativa y exige mecanismos de gestión más dinámicos y colaborativos.

- **Retos logísticos e infraestructurales:** La construcción o refuerzo de líneas de alta y media tensión, subestaciones o centros de transformación enfrenta limitaciones de disponibilidad de suelo, tramitaciones ambientales prolongadas y resistencia social en determinadas áreas. Estas circunstancias pueden retrasar proyectos estratégicos, especialmente en zonas rurales o de especial protección ambiental. El desarrollo de interconexiones internacionales y la integración de sistemas insulares también requieren una **logística compleja** y una **alta coordinación institucional**.
- **Retos políticos y regulatorios:** La transposición de **nuevas directivas europeas** y la necesidad de **armonizar los marcos normativos** nacionales suponen un esfuerzo continuo de actualización legislativa. La regulación debe equilibrar seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad, garantizando marcos estables y predecibles para atraer inversión. Además, la planificación de red y la fijación de peajes y retribuciones deben alinearse con los objetivos del PNIEC y con los compromisos europeos del paquete *Fit for 55* y el *Green Deal*.
- **Retos sociales y demográficos:** La electrificación y digitalización de la economía requieren aceptación social y formación técnica en todos los niveles. La transición energética implica **cambios en el comportamiento de consumo**, en el modelo de **participación ciudadana** y en la **distribución territorial** de la infraestructura. La demanda creciente en zonas urbanas y la despoblación rural generan desigualdades territoriales que deben abordarse para asegurar una transición justa e inclusiva.

Estos desafíos orientan los objetivos de la planificación energética nacional, centrados en el refuerzo y digitalización de las redes, la mejora de la flexibilidad y la integración segura de recursos energéticos distribuidos. Todo ello forma parte de la estrategia recogida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que reconoce el desarrollo de redes inteligentes como pilar fundamental para la descarbonización y la electrificación de la economía.

7.3.3. Insularidad y redes aisladas

Adicionalmente a la red eléctrica peninsular, la red eléctrica española cuenta con territorios aislados cuya disposición, gestión y particularidades difieren sustancialmente de la red principal, y presentan retos y necesidades que no se pueden abordar de igual manera. Son éstas las redes de distribución en territorios insulares (Baleares, Canarias) y otras zonas aisladas (Ceuta y Melilla)[43] , que no pueden interconectarse con ninguna otra red del territorio nacional o participar en el mercado de intercambio energético internacional. Estas áreas disponen de infraestructuras más limitadas, con menor redundancia y una elevada dependencia de la generación local, a menudo con restricciones en la capacidad de

[43] https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/tnp.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

evacuación de renovables y menor posibilidad de interconexión con la red peninsular[44]. En la actualidad, aunque existe un descenso paulatino en el consumo de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, las redes eléctricas aisladas de España son aun completamente dependientes de sistemas de generación basados en combustibles fósiles (principalmente ciclos combinados)[45] [46] [47] [48], puesto que no se puede garantizar la estabilidad y la disponibilidad de suministro mediante renovables. Los sistemas aislados, en consecuencia, requieren soluciones específicas como sistemas de almacenamiento, gestión avanzada de la demanda y protocolos de operación que aseguren la estabilidad y seguridad del suministro frente a variaciones abruptas en la generación y el consumo[49].

Los retos en estos sistemas incluyen la integración eficiente de generación variable, la reducción de costes operativos, la limitación de pérdidas y la mejora de la calidad y continuidad del servicio, siendo frecuentes los proyectos piloto y demostradores dirigidos a explorar tecnologías de gestión inteligente, almacenamiento o microrredes.

7.3.4. Inversión y planificación estratégica

Para afrontar los desafíos de saturación y modernización, el gobierno español ha lanzado en 2025 un plan de inversiones de 13.590 millones de euros hasta 2030 orientado tanto a redes de transporte como de distribución, en coordinación con Red Eléctrica de España y los principales operadores privados[50]. Esta inversión pretende anticipar y reforzar la infraestructura de red, mejorar la transparencia (con mapas públicos de capacidad nudo a nudo), disminuir los cuellos de botella y contribuir a mantener precios competitivos para consumidores e industrias. Adicionalmente, cada millón de euros invertido en red se estima genera un impacto de 1,27 millones en valor añadido bruto y multiplica por 20 la creación de empleo en el sector energético y su cadena de suministro[51] [52].

El foco principal de la nueva planificación radica en el crecimiento de la demanda, que ha pasado a representar el motor fundamental en la tramitación de nuevas conexiones, frente al tradicional protagonismo de la generación. Las previsiones oficiales insisten en la

[44] https://www.ree.es/es/operacion/sistema-electrico/sistemas-no-peninsulares
[45] https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2025/07/downloadable/Canarias.pdf
[46] https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2025/07/downloadable/Baleares.pdf
[47] https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2025/NP_Ceuta.pdf
[48] https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2025/NP_Melilla.pdf
[49] https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/09/la-demanda-de-energia-electrica-en-espana-desciende-un-1-7-por-ciento-agosto

[50] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/septiembre/sara-aagesen-anuncia-las-lineas-generales-de-la-propuesta-de-pla.html
[51] https://www.rtve.es/noticias/20250912/gobierno-disparara-inversion-red-electrica-65-hasta-13600-millones-para-paliar-su-saturacion/16727458.shtml
[52] https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/red-de-autoridades-ambientales-raa/canales-difusion/boletines-raa/boletin-37.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

necesidad de anticipar el despliegue de infraestructuras y reforzar la flexibilidad de la red ante el reto climático, la electrificación y la integración masiva de recursos renovables y almacenamiento.

7.3.5. Otros aspectos relevantes

Los elementos clave de las redes de distribución incluyen transformadores, interruptores automáticos, sistemas de protección y automatización, infraestructuras de comunicación y control centralizado, con especial relevancia actual de los sistemas de medida avanzada.

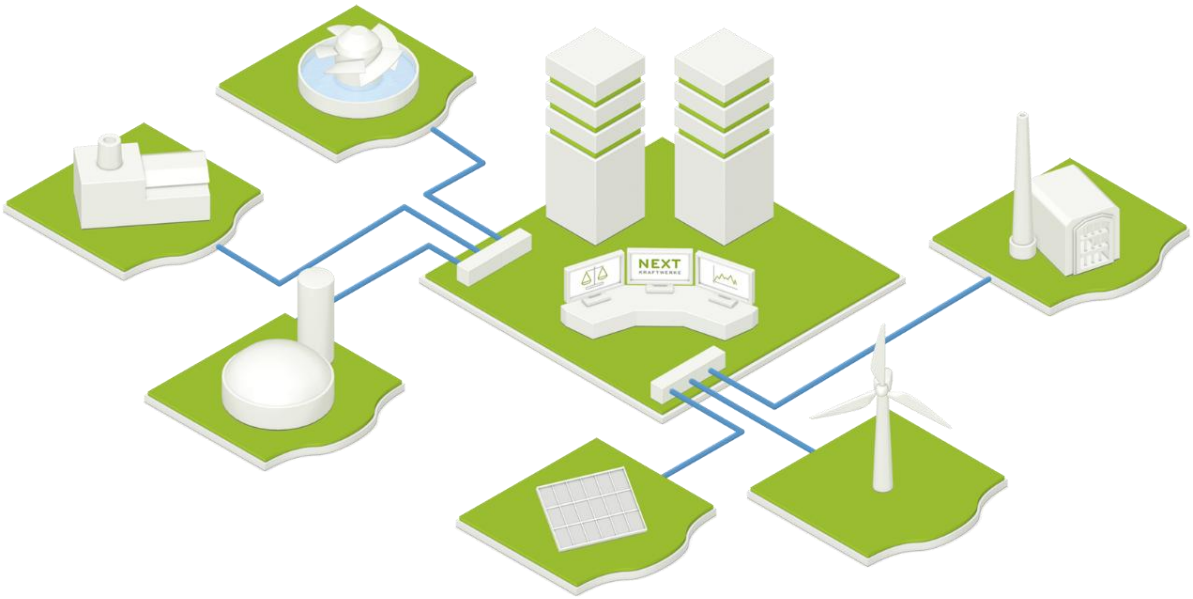
Además, existe una marcada heterogeneidad regional tanto en capacidad como en densidad de red, determinada por la geografía, el grado de urbanización y la presión de nueva demanda. Las regiones con alta penetración de renovables presentan necesidades críticas de refuerzo y actualización para evitar congestiones locales y asegurar un suministro de calidad.

Transversalmente, la transparencia y accesibilidad de información técnica sobre la capacidad de red es destacada como un hito reciente, mejorando notablemente la planificación y la tramitación de acceso para agentes industriales y promotores tecnológicos.

En conclusión, el sistema de distribución eléctrica español de 2025 se caracteriza por una situación de alta presión estructural derivada de la modernización, la demanda creciente y los nuevos paradigmas energéticos, frente a los cuales se despliega una estrategia ambiciosa de inversión, digitalización y planificación proactiva. El éxito de esta estrategia será determinante para la integración eficiente de nuevos consumos, la competitividad económica y la consecución de los objetivos de transición energética.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

8. Virtual Power Plants



Las *Virtual Power Plants* (VPP), o Plantas de Energía Virtual, representan un nuevo paradigma en la gestión de recursos energéticos distribuidos. Una VPP se define como **una red de fuentes de energía y recursos energéticos descentralizados y agrupados bajo un sistema de control único para proporcionar un suministro eléctrico confiable y estable**, emulando el comportamiento de una central convencional[53]. En lugar de una sola planta física, la VPP integra numerosas instalaciones dispersas – como paneles solares, aerogeneradores, baterías, vehículos eléctricos, bombas de calor u otros equipos gestionables – normalmente ubicadas en hogares, empresas o comunidades locales. Coordinando en tiempo real la generación, el almacenamiento y la demanda flexible de estos recursos, una VPP puede ofrecer servicios comparables a los de una central eléctrica tradicional y aportar mayor estabilidad y flexibilidad a la red[53]. En el contexto de la transición energética en España, las VPP se vislumbran como herramientas clave para integrar masivamente energías renovables, empoderar a los prosumidores (consumidores que también producen energía) y participar activamente en mercados emergentes de flexibilidad y mercados energéticos locales.

A continuación, se analizan en detalle tres perspectivas fundamentales para el diseño, desarrollo y gestión de las VPP en España: el marco **normativo** actual y futuro, los aspectos

[53] https://cuervaenergia.com/es/comunidad/innovacion/virtual-power-plants-que-son/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

tecnológicos de los recursos involucrados, y las consideraciones **económicas** asociadas a su implementación y operación. Se hará énfasis en cómo las VPP pueden participar en distintos mercados eléctricos y de servicios de flexibilidad, incluidos los mercados locales de energía, y qué criterios deben cumplir para ello. Asimismo, se revisará la regulación vigente sobre autoconsumo compartido y energía comunitaria, dado su estrecho vínculo con el concepto de VPP y prosumidores. Finalmente, se evaluarán los costos, beneficios y señales económicas (como las tarifas horarias) que influyen en la toma de decisiones de los agentes involucrados. El contexto se circunscribe a España, incorporando referencias a la normativa europea pertinente, a fuentes oficiales (Comisión Europea, Ministerio para la Transición Ecológica – MITECO, Red Eléctrica de España – REE, CNMC) y a literatura técnica relevante para ofrecer una visión exhaustiva y actualizada.

8.1. Enfoque Normativo: Regulación de VPP y Prosumidores

El marco normativo determina qué papel pueden desempeñar las VPP y los prosumidores en el sistema eléctrico español. A continuación, se examina (1) la **situación regulatoria** actual y las **perspectivas futuras** en torno a las VPP, agregadores y prosumidores, (2) los **criterios de participación** en mercados eléctricos y de flexibilidad, (3) los **requisitos para el autoconsumo compartido** y el intercambio de energía entre usuarios (coeficientes de reparto, límites de capacidad, retribución de excedentes), y (4) las **figuras jurídicas y roles** a través de los cuales una VPP puede actuar en el mercado (comercializadora, agregador, representante, etc.).

8.1.1. Estado regulatorio actual y perspectivas futuras

A nivel de la Unión Europea, y como ha sido defendido en el apartado 7 de este entregable, la legislación reciente ha introducido explícitamente la figura del **agregador independiente** y reconocido derechos amplios a los consumidores activos. La *Directiva (UE) 2019/944* sobre el mercado interior de la electricidad, parte del paquete de Energía Limpia, exige que los Estados miembros permitan a los consumidores **generar, consumir, almacenar y vender su propia electricidad, individualmente o mediante un agregador**[54]. Asimismo, establece que los agregadores (entidades que agrupan la demanda o generación de múltiples usuarios) deben poder participar en todos los mercados eléctricos en condiciones equitativas, sin requerir consentimiento del comercializador y sin trato discriminatorio por parte de operadores del sistema[54]. La normativa europea prevé también mecanismos de compensación entre agregadores y comercializadores por los desvíos que cause la

[54] https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/1_internal-market-for-electricity.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

respuesta de la demanda, limitados a cubrir los costes realmente ocasionados[54]. Estos principios buscan habilitar al agregador como un nuevo agente clave para aportar flexibilidad desde el lado de la demanda, alineándose con el objetivo de "empoderamiento del consumidor" promovido por la UE[55].

En España, la transposición de estas disposiciones está suponiendo un reto y su incorporación está siendo paulatina. La figura del agregador independiente de demanda, contemplada en la Directiva 2019/944, debía estar regulada antes del 31 de diciembre de 2020, pero su desarrollo normativo sigue pendiente[56]. Si bien la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico ya incorpora una definición básica (art. 6) – entendiendo por agregador independiente el participante en el mercado que **combina múltiples consumos o generación de varios usuarios** (consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento) **para su venta o compra conjunta en el mercado eléctrico**, sin vinculación al suministrador del cliente[57] –, falta aprobar el real decreto que establezca sus derechos, obligaciones y modelo de operación detallado[56]. En julio de 2024 MITECO abrió una consulta pública sobre el proyecto de real decreto del agregador independiente[56], pero a fecha de desarrollo de este entregable, aún no se ha promulgado la norma definitiva. Según una hoja de ruta publicada por Red Eléctrica (REE), la implementación efectiva de este agente no se espera antes de marzo de 2026, con un retraso de cinco años respecto a los plazos europeos[56]. Este retraso ha generado preocupación en el sector, ya que la agregación se considera "una figura clave para avanzar en la transición energética y facilitar la participación de los consumidores"[56]. Organizaciones como ENTRA Agregación y Flexibilidad – que agrupa a actores interesados en la respuesta de la demanda – han subrayado que la agregación independiente es esencial para dinamizar el mercado de flexibilidad, integrar renovables y "empoderar a los consumidores, que dejan de ser actores pasivos"[56]. Existe consenso en la necesidad de acelerar su regulación, de modo que los agregadores puedan comenzar a operar plenamente en mercados de balance, servicios auxiliares y futuros **mercados locales de flexibilidad**.

Mientras tanto, España ha avanzado mediante proyectos piloto y actualizaciones regulatorias preparatorias. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) inició en 2024 trabajos para adaptar la normativa nacional al Código de Red de Flexibilidad de la Demanda que se discute a nivel europeo (Demand Side Flexibility Network Code)[58]. En concreto, la CNMC lanzó una consulta para revisar las metodologías del mercado eléctrico, previendo la introducción de nuevas figuras como la agregación independiente y los mercados locales de servicios de flexibilidad[58]. El regulador plantea cuestiones como si los mercados de flexibilidad en redes de distribución deben regirse por términos análogos a los

[55] https://ecooo.es/blog/consulta-publicagregadores-independientes/
[56] https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-vuelve-a-retrasar-la-creacion-de-la-figura-del-agregador-independiente-y-el-sector-muestra-su-enfado/
[57] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645
[58] https://elperiodicodelaenergia.com/es-la-hora-de-la-flexibilidad-la-cnmc-inicia-los-trabajos-para-que-la-demanda-sea-protagonista-en-el-mercado-electrico/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

gestionados por el operador del sistema (REE) o si requieren enfoques diferenciados[58]. También se discute el régimen de compensación al comercializador por la activación de demanda agregada, conforme exige la Directiva, y la asignación de responsabilidades de equilibrio al agregador[59]. Todas estas definiciones formarán parte del marco normativo en construcción que dará cabida plena a las VPP y agregadores en España en los próximos años.

Por otro lado, la legislación española ha incorporado figuras colectivas alineadas con la transición energética, como las **comunidades energéticas**. La Directiva (UE) 2019/944 introdujo las *Comunidades Ciudadanas de Energía,* reconociéndolas como "determinadas categorías de iniciativas ciudadanas de energía a escala"[60], y la Directiva (UE) 2018/2001 definió las *Comunidades de Energías Renovables* como una "entidad jurídica basada en la participación abierta y voluntaria, formada por miembros ubicados en las proximidades de las fuentes renovables, y cuyo fin consiste en proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a los socios o zonas locales donde opera, en lugar de la búsqueda exclusiva de ganancias financieras"[61]. Estas permiten a ciudadanos, pymes y autoridades locales asociarse para generar, consumir, compartir o vender energía renovable. En España se han dado pasos para reconocerlas, facilitando el **autoconsumo colectivo** y la participación comunitaria. Conforme a la directiva, las comunidades tienen derecho a acceder a todos los mercados de electricidad sin discriminación y a compartir la electricidad producida entre sus miembros[54]. La Ley 24/2013[62] (art. 12 ter) y el Real Decreto 244/2019[63] ya permiten el autoconsumo colectivo; además, en 2023 se aprobó ampliar las facilidades para comunidades energéticas, como se detalla más adelante (por ejemplo, ampliando la distancia máxima entre producción y consumo). Esto sienta bases normativas para que esquemas locales – equivalentes a micro VPP comunitarias – operen intercambiando energía dentro de barrios, municipios o polígonos industriales.

En síntesis, el marco regulatorio español se encuentra en un momento de evolución: aún debe concluir la integración plena del agregador independiente, pero se han implementado normas habilitantes en autoconsumo, comunidades energéticas y participación de la demanda en servicios de ajuste. La expectativa es que en el corto plazo España disponga de un cuerpo regulatorio completo que permita a las VPP y agregadores operar comercialmente en igualdad de condiciones, empujando la flexibilidad necesaria para un sistema eléctrico con alta penetración renovable. De hecho, el Gobierno ha fomentado proyectos piloto bajo un *sandbox* regulatorio – un entorno controlado, supervisado por un regulador, donde los científicos, tecnólogos y empresas pueden probar innovaciones tecnológicas, productos, servicios o modelos de negocio, en un período y sector limitados,

[59] https://elperiodicodelaenergia.com/acie-propone-una-agregacion-de-demanda-con-compensacion-entre-agregador-y-comercializador/
[60] https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf
[61] https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf
[62] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645
[63] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

pero bajo un marco de flexibilidad regulatoria y con garantías de seguridad, con objeto de permitir la experimentación con tecnologías emergentes sin los riesgos habituales asociados, facilitando al mismo tiempo la adaptación del marco normativo[64] [65] – para facilitar la innovación en este ámbito, como se comentará más abajo, anticipando la futura normativa con casos prácticos.

8.1.2. Criterios de participación en mercados eléctricos y de flexibilidad

Una VPP, para ser operativa, debe poder competir o transar en los diferentes mercados eléctricos: desde el mercado mayorista de energía (diario e intradiario) hasta los servicios de ajuste o balance (reserva secundaria, terciaria, regulación de tensión, etc.), pasando por eventuales mercados locales de flexibilidad gestionados por distribuidores. Cada mercado impone **requisitos técnicos y administrativos** a los participantes. A continuación, se resumen los criterios clave que aplican en España para que unidades de generación, demanda o almacenamiento agregadas (típicamente a través de un agregador/VPP) puedan acceder a estos mercados:

- **Acceso al mercado mayorista (OMIE)**: Cualquier instalación de generación que vierta energía a la red para venderla en el mercado diario debe estar habilitada como *sujeto del mercado*. Los pequeños productores pueden hacerlo a través de un representante (ver sección 8.1.4) que actúa en OMIE en su nombre. Desde 2021, se redujo el tamaño mínimo de unidad ofertable en las subastas intradiarias y diaria, permitiendo ofertas desde 0,1 MW en el continuo – de hecho, se fija la energía horaria mínima de la unidad de oferta a 0 MW[66], lo que facilita la participación de unidades agregadas más pequeñas. No obstante, para agrupar múltiples recursos en ofertas conjuntas se suele requerir la figura de un agente agregador o representante con responsabilidad de balance. En todos los casos, es obligatorio cumplir con la normativa de medidas y comunicación de datos al operador del sistema y al operador del mercado.

- **Participación en servicios de ajuste y balance (REE)**: Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema (TSO), exige una habilitación previa de las unidades (o unidades agregadas) que deseen prestar servicios de regulación de frecuencia, control de potencia, resolución de desvíos, etc. Entre los requerimientos establecidos para habilitar a un proveedor de servicios de balance, destacan[67]: (i) disponer de una capacidad mínima de oferta de 1 MW, ya sea de forma individual o

[64] https://dgsfp.mineco.gob.es/es/Sandbox/Paginas/default.aspx
[65] https://www.crcom.gov.co/es/preguntas-frecuentes/es-un-sandbox-regulatorio
[66] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8362
[67] https://www.ree.es/es/clientes/generador/participacion-en-servicios-de-balance/como-participar-en-los-servicios-de-balance

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

agregada; (ii) contar con los sistemas de comunicación en tiempo real para el intercambio de información y telemedidas con REE; (iii) integrar todas las instalaciones participantes bajo un centro de control acreditado por el operador del sistema; (iv) en caso de incluir generación renovable, ésta debe haber superado las pruebas de control de producción requeridas; y (v) superar las pruebas específicas para cada servicio de balance (por ejemplo, ensayos de respuesta para regulación secundaria), salvo que la unidad se incorpore a una agrupación ya habilitada[67]. Una vez cumplidos estos requisitos técnicos, la VPP/agrupación solicita la habilitación de su *Unidad de Programación (UP)* en el servicio de ajuste correspondiente, tras lo cual puede presentar ofertas en los mercados de reserva o balance. En resumen, un VPP debe sumar al menos 1 MW de potencia flexible y demostrar capacidad de control y respuesta rápida para que REE le permita proveer servicios auxiliares al sistema[67].

- **Requisitos en mercados locales de flexibilidad (DSO)**: Si bien en España aún no existen mercados locales permanentes, se están llevando a cabo pilotos en redes de distribución. Por ejemplo, el proyecto S2F (Soluciones de Flexibilidad en Redes de Distribución)[68] involucra a varios distribuidores y al operador del mercado (OMIE) para ensayar mercados locales de flexibilidad gestionados por el distribuidor[69]. En tales entornos controlados (*sandboxes*), se definen casos de uso donde agregadores compiten para ofrecer reducción de carga o inyección localizada cuando la distribuidora lo requiere. Los criterios tienden a ser similares a los de REE pero a menor escala: las unidades agregadas deben poder ofertar bloques mínimos (por ejemplo 0,1 o 1 MW según el piloto) y garantizar una respuesta en tiempo y forma según las necesidades de la red de distribución. La CNMC ha indicado que deberá decidirse si estos mercados distribuidos tendrán condiciones análogas a los centralizados de REE o un diseño distinto que tome en cuenta particularidades locales[58]. En cualquier caso, para que una VPP participe en futuros mercados locales (gestionados por el distribuidor), seguramente deberá registrarse como proveedor de servicios de flexibilidad ante el DSO, cumplir protocolos de comunicación de datos similares (telemedida, registro en plataformas), y respetar las reglas de mercado que se establezcan (p. ej., evitación de doble contabilidad con mercados nacionales, etc.). España está construyendo este marco a través de los pilotos del *sandbox* regulatorio, entre los que está FlexAbility[70], orientado justamente a definir

[68] https://www.aseme.org/actualidad/distribuidoras-electricas-flexibilidad-sandbox#:~:text=Las%20distribuidoras%20el%C3%A9ctricas%20espa%C3%B1olas%20y%20OMIE%20se,un%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20m%C3%A1s%20eficiente%20y%20sostenible.
[69] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/marzo/el-miteco-da-luz-verde-a-cinco-proyectos-piloto-para-acelerar-la.html
[70] https://enertic.org/proyecto-flexability-banco-de-pruebas-regulatorio-y-proyecto-de-nuevo-modelo-de-negocio-sobre-agregacion-independiente/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

el modelo de negocio del agregador independiente en mercados de energía y nuevos mercados locales de flexibilidad[69].

En suma, **los criterios de acceso a mercados para VPP** implican principalmente: tamaño mínimo, para garantizar potencia significativa (tradicionalmente 1 MW agregado para regulación, aunque a futuro podrían aceptarse valores menores en ciertos servicios); capacidad técnica de control y comunicación en tiempo real con los operadores; y cumplimiento de pruebas de desempeño que aseguren que la VPP puede aportar los servicios comprometidos (ya sea energía, reservas o reducción de carga). Adicionalmente, debe suscribir las garantías financieras o seguros necesarios según el mercado (los mercados mayoristas y de balance requieren garantías económicas para cubrir posibles desvíos o incumplimientos). Muchos de estos requisitos, concebidos para agentes tradicionales, se están adaptando para facilitar la entrada de recursos distribuidos: por ejemplo, la normativa europea obliga a que la demanda y el almacenamiento puedan participar "en todos los servicios de balance"[59], algo que España comenzó a implementar en 2020 actualizando los procedimientos de operación para habilitar oferta de demanda y baterías en regulación[71]. Con el despliegue completo de agregadores independientes, se espera simplificar aún más la agregación de pequeños recursos para cumplir conjuntamente estos criterios mínimos de participación.

8.1.3. Autoconsumo compartido, reparto de energía y límites de instalaciones

El autoconsumo de energía renovable ha sido uno de los ámbitos normativos de mayor transformación en España en los últimos años, sentando precedentes importantes para las VPP de carácter local. El Real Decreto 244/2019 supuso un hito al regular el autoconsumo eléctrico, incluyendo la figura del *autoconsumo colectivo*. Gracias a ello, varios consumidores pueden asociarse a una misma instalación de generación para aprovecharla conjuntamente[71 72 63]. Para que esto funcione, la normativa define las condiciones bajo las cuales una planta de generación se considera "próxima a las de consumo y asociada" a uno o varios consumidores. Actualmente, se cumple si la instalación generadora y los consumos se encuentran: conectados a la misma red interior, o a la misma red de baja tensión derivada de un mismo centro de transformación, o dentro de una distancia inferior a 500 metros, o compartiendo la misma referencia catastral (14 primeros dígitos) [71 72]. Estas condiciones permiten el autoconsumo no solo en un mismo edificio, sino también en las proximidades (por ejemplo, utilizando la azotea del edificio contiguo). Cabe destacar que el Gobierno ha ampliado recientemente este radio de acción: mediante el *Plan+SE* (Plan Más Seguridad

[71] https://futured.es/wp-content/uploads/2024/05/Documento-Futured-Flexibilidad-en-Redes-de-Distribucion-Electrica.pdf
[72] https://www.miteco.gob.es/en/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico/preguntas-frecuentes-autoconsumo.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

Energética)[73] de 2022 se propuso aumentar la distancia máxima. En octubre de 2022, el Real Decreto-ley 18/2022 elevó el límite de 500 m a 1.000 metros en su preámbulo V[74] [75], y posteriormente se anunció la intención de ampliarlo hasta 2.000 metros para equipararse a países vecinos (Francia, Portugal)[74]. De confirmarse esta extensión, un consumidor urbano podría asociarse con una planta solar situada, por ejemplo, en un polígono industrial a hasta 2 km, lo cual impulsará notablemente el autoconsumo compartido al aprovechar tejados lejanos con mejor disponibilidad[74][74]. En 2023 ya se han identificado proyectos pioneros bajo este esquema, permitiendo una mayor agrupación de usuarios en comunidades energéticas locales.

Un aspecto crucial del autoconsumo colectivo es cómo **repartir la energía generada** entre los participantes. El RD 244/2019 introdujo el concepto de coeficientes de reparto: porcentajes asignados a cada consumidor para distribuir la generación conjunta[72]. Estos coeficientes quedan plasmados en un acuerdo firmado por todos los participantes y comunicado a la empresa distribuidora (encargada de la lectura)[72]. Inicialmente, la normativa solo contemplaba coeficientes fijos (constantes todo el año) para simplicidad. Sin embargo, desde 2020-2021 se flexibilizó para permitir coeficientes variables por hora, dando cabida a repartos dinámicos[72]. En efecto, el Anexo I del RD 244/2019 – modificado por la Orden TED/1247/2021[76] – establece que los coeficientes pueden ser distintos cada hora del periodo de facturación, siempre que: (i) todos los participantes lo hayan acordado, y (ii) la suma de coeficientes en cada hora sea 1 (es decir, el 100% de la producción se reparte)[72]. Esto abre la puerta a esquemas avanzados donde, por ejemplo, en ciertas horas un prosumidor aprovecha más energía solar (porque otro no está consumiendo) y luego intercambian porcentajes en otras horas. Implementar coeficientes horarios requiere mediciones horarias en todos los puntos y gestión administrativa, pero ya es legalmente posible en España, impulsando modelos cooperativos más eficientes. En ausencia de acuerdo específico, la distribuidora aplica por defecto un reparto proporcional, típicamente basado en la potencia contratada de cada consumidor (según la propia disposición del RD 244/2019).

Otro elemento regulatorio es el tratamiento de la **energía excedentaria** (no auto consumida). El autoconsumo puede ser sin excedentes (se impide físicamente la inyección a red mediante un dispositivo anti vertido) o con excedentes (se vierten sobrantes). Para la energía excedentaria vertida, el RD 244/2019 ofrece dos opciones: venderla en el mercado, o acogerla al mecanismo de compensación simplificada[72]. La venta directa implica darse de alta como productor y normalmente contar con un representante de mercado, recibiendo el precio horario del mercado mayorista por cada kWh vertido (menos costes de representación, acceso, etc.). En cambio, la compensación de excedentes es una

[73] https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/seguridad-energetica.html
[74] https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/ribera-anuncia-que-el-autoconsumo-compartido-podra-20221103-1-1
[75] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-17040
[76] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-18706

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

modalidad pensada para pequeños prosumidores donde la energía excedente se valora en la factura del consumidor para *compensar* parte de la energía que toma de la red. Este esquema, parecido a un *net billing* – mecanismo de facturación para usuarios con generación distribuida y que permite que el excedente energético inyectado a red sea valorado monetariamente y compensado, no necesariamente al mismo precio: el consumo que se toma de red se paga al precio de venta, y el excedente inyectado, se retribuye a otro precio, usualmente menor[77] – , , tiene reglas específicas: solo pueden acogerse instalaciones de hasta 100 kW de potencia instalada, siempre de fuente renovable, y que no tengan un régimen retributivo adicional (es decir, no combinable con subvenciones o primas por venta)[72]. Dentro de estos límites, un prosumidor de hasta 100 kW – individual o colectivo – puede entregar sus excedentes a la red y al final de cada periodo de facturación su comercializadora le restará de la factura el valor económico de esos kWh vertidos (valorados típicamente al precio medio horario del mercado menos algunos cargos)[72]. Hay que tener en cuenta que la compensación nunca puede resultar en un saldo monetario a favor del prosumidor, solo puede reducir la factura hasta cero (no hay pago neto positivo)[72]. Si se desea obtener ingresos directos por la energía sobrante (por ejemplo, para instalaciones >100 kW), entonces se debe optar por la venta como productor en el mercado[72].

La limitación de 100 kW es por tanto un umbral clave en la regulación española: por encima de esa potencia, las instalaciones renovables quedan fuera del mecanismo simplificado y deben interactuar con el mercado como productores plenos. Esto también delimita el tamaño típico de las instalaciones de autoconsumo colectivo en comunidades de vecinos o pequeñas comunidades energéticas, que suelen situarse por debajo de 100 kW para aprovechar la compensación y evitar la complejidad de la venta en pool. No obstante, en entornos de VPP, es posible que se combinen múltiples instalaciones sub-100 kW bajo agregación. Cada una podría compensar excedentes a sus participantes, o bien un agregador podría centralizar la gestión vendiendo excedentes totales y redistribuyendo beneficios según acuerdos privados.

En cuanto a **simplificaciones y permisos**, la normativa ha eliminado barreras para instalaciones pequeñas. Gracias al Real Decreto-ley 15/2018 (destacado por su derogación del "impuesto al sol")[78] y al RD 244/2019, están exentas de solicitar permisos de acceso y conexión a la red las instalaciones de autoconsumo sin excedentes (de cualquier tamaño) y las de hasta 15 kW con excedentes ubicadas en suelo urbanizado con red existente[72]. Esto agiliza enormemente la tramitación para pequeños generadores. Las VPP que integren multitud de micropuntos (p. ej. paneles residenciales de 5 kW, 10 kW) se benefician de estas exenciones, ya que cada punto se legaliza con trámite simplificado. En cambio, instalaciones mayores o en suelo rústico deben seguir los procedimientos habituales de

[77] https://www.researchgate.net/publication/276140064_A_comparative_assessment_of_net_metering_and_net_billing_policies_Study_cases_for_Spain
[78] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

acceso (RD 1699/2011 para <100 kW en baja tensión[79], o RD 1955/2000[80] para alta tensión). En cualquier caso, toda instalación de autoconsumo con excedentes, por pequeña que sea, debe inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo (a cargo de las CC.AA.) y asegurar la comunicación de datos a la distribuidora para el adecuado cálculo de sus balances y compensaciones[72].

Resumiendo, la regulación del autoconsumo compartido en España habilita la compartición de energía renovable entre prosumidores cercanos, con notable flexibilidad en el reparto (coeficientes constantes o variables por hora)[72], pero manteniendo ciertos límites: principalmente la distancia geográfica (ampliada de 500 m a 1000 m y próximamente a 2000 m)[74], y la potencia máxima 100 kW para beneficiarse de la compensación simplificada de excedentes[72]. Estos parámetros determinan el alcance de los "mercados locales" de energía entre ciudadanos: por ahora, se tratan más de mecanismos bilaterales de reparto que de un mercado competitivo. No obstante, sientan la base legal para que una VPP de comunidad energética pueda gestionar internamente generación y consumos optimizando el beneficio colectivo. Además, figuras como las comercializadoras cooperativas o comunidades pueden operar estas VPP locales actuando como sujeto intermediario frente al sistema eléctrico general.

8.1.4. Figuras de participación de la VPP

Dependiendo de la estrategia de negocio y del marco legal disponible, una VPP puede adoptar distintas **figuras jurídicas o canales de participación en el mercado eléctrico**. Los roles no son excluyentes y, de hecho, en muchos casos se complementan. A continuación, describimos las principales figuras en España y cómo una VPP encaja en ellas:

- **Comercializadora de energía**: Es la empresa que compra energía en el mercado mayorista o a productores y la vende a consumidores finales. Las comercializadoras están plenamente reguladas en la Ley 24/2013 y requieren habilitación administrativa, demostración de capacidad técnica y financiera, garantía ante OMIE/REE, etc. Una VPP podría constituirse como comercializadora para gestionar tanto la compra de energía que requieren sus clientes/prosumidores como la venta de los excedentes de éstos. Esto le permitiría facturar directamente a los participantes por su consumo neto. De hecho, hoy en día muchos proyectos de autoconsumo colectivo usan a una comercializadora como vehículo: los participantes contratan con ella, la comercializadora gestiona el excedente e imputa la compensación en sus facturas[72]. Ser comercializador implica asumir el papel de *sujeto responsable del balance* de sus clientes ante el sistema, por lo que la VPP-comercializadora tendría que gestionar desvíos y asegurar suministro en todo momento (posiblemente apoyándose en la red cuando la generación distribuida sea

[79] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242
[80] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

insuficiente). Por otro lado, una comercializadora puede participar en ciertos servicios (como la interrumpibilidad industrial, ahora en desuso, o en futuros mercados de demanda) en nombre de sus clientes. La normativa europea sigue permitiendo que las comercializadoras provean servicios de agregación de demanda[59], por lo que una estrategia en España ha sido que las comercializadoras existentes ofrezcan ya servicios de gestión de demanda a sus clientes (lo que se llama *agregación implícita*). Varios comercializadores independientes han desarrollado plataformas tipo VPP para optimizar consumos y generación de su cartera, aun antes de existir la figura legal del agregador independiente.

- **Agregador independiente de demanda**: Es la figura novedosa en trámite de regulación (apartado Situación legislativa). A diferencia de una comercializadora, el agregador independiente **no suministra energía, sino que presta un servicio de gestión de flexibilidad** combinando las variaciones de consumo/generación de múltiples usuarios[55]. Su negocio se centra en agregar pequeñas ofertas de reducción de demanda o aumento de generación distribuida para venderlas en mercados de balance, de capacidad u otros. Un mismo consumidor podría tener su suministro eléctrico con una comercializadora, pero contratar aparte con un agregador para que gestione, por ejemplo, la modulación de su cargador de vehículo eléctrico o el vertido de su batería a determinadas horas a cambio de remuneración. La Directiva 2019/944 exige que los clientes tengan derecho a contratos de agregación independientes de su comercializador[54] [60]. En España, mientras se aprueba la normativa, estos esquemas son incipientes: se han hecho o propuesto pilotos (como Entra[81], o las propuestas Flexability, S2F e I-Flex, en el marco regulatorio del MITECO[82] en los que se incluye la figura del agregador independiente y los mercados locales de flexibilidad) donde interviene la figura del agregador. Una VPP podría posicionarse como agregador independiente puro, ofreciendo a comunidades o a un conjunto de prosumidores el servicio de optimizar su producción/consumo y monetizar su flexibilidad en mercados. Cuando esté vigente la regulación, el agregador independiente deberá registrarse, ser responsable de los desvíos que cause en el sistema (es decir, hacerse cargo de las diferencias entre lo que su agregación modula y lo que la comercializadora del cliente esperaba) y compensar económicamente al comercializador por esos desvíos para no perjudicarlo[55]. Esto último es crítico: ACIE (Asociación de Comercializadores) propone un modelo de compensación centralizada gestionada por el operador del sistema, de modo que los agregadores paguen o reciban los ajustes necesarios con los comercializadores afectados[59]. En cualquier caso, el agregador independiente se vislumbra como **la figura natural de las VPP orientadas a servicios de flexibilidad**, separando la venta

[81] https://entra-coalicion.com/
[82] https://www.miteco.gob.es/gl/prensa/ultimas-noticias/2025/marzo/el-miteco-da-luz-verde-a-cinco-proyectos-piloto-para-acelerar-la.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

de energía (comercialización) de la venta de servicios (reducción de carga, regulación, etc.).

- **Representante o agente del mercado**: En España, los pequeños productores o consumidores que no actúan directamente en mercado necesitan un representante. Un representante de mercado es un agente autorizado (por REE/OMIE) para cursar ofertas de energía en nombre de terceros. Por ejemplo, una instalación fotovoltaica de 50 kW suele ceder representación a una empresa que agrupa muchos productores similares y gestiona la venta de su energía en OMIE y las liquidaciones en REE. Una VPP podría operar bajo un representante existente en lugar de constituirse ella misma como agente. Muchos agregadores actuales en España funcionan de facto como representantes de unidades de generación o demanda: reúnen una cartera, pero la canalizan a mercado a través de un agente habilitado (que puede ser una comercializadora o un representante puro). El representante se encarga de la programación de energía, comunicación de medidas y cobra normalmente una comisión. Para una VPP incipiente, esta vía reduce barreras de entrada, aunque con la desventaja de depender de un tercero para la operación en mercados.

- **Comunidad Ciudadana/Energética**: Más que una figura mercantil, es una organización de personas o entidades que desarrollan proyectos de energía local. Sin embargo, las comunidades energéticas pueden llegar a asumir roles de agregación o comercialización. Por ejemplo, una *comunidad de energía renovable* podría crear una cooperativa que actúe de comercializadora para sus socios, vendiéndoles la producción de sus paneles locales y comprando del mercado lo que falte. También podría esta comunidad contratar a un agregador para gestionar la demanda de sus miembros en forma agregada. La legislación española aún está incorporando plenamente estas, pero ya existen proyectos piloto reconocidos. El caso "Ballesteros de Calatrava Genera", en Ciudad Real, es el primer *Mercado Local de Energía* reconocido en España: una comunidad energética local que integra una planta fotovoltaica de 100 kW y una batería de 120 kWh para suministrar a vecinos y al polígono, gestionado con plataforma tipo VPP[83]. Esta comunidad opera bajo el paraguas de una empresa de servicios energéticos que facilita la instalación y la gestión administrativa, actuando en la práctica como comercializadora y representante de la comunidad[83]. Casos así muestran la convergencia de figuras: la comunidad local es dueña de los recursos, pero necesita un agente (empresa o cooperativa) que realice la agregación y representación en mercado.

- **Otros roles**: Existen más figuras definidas en normativa española, como el *gestor de cargas para vehículos eléctricos* (encargado de reventa de electricidad en puntos de recarga públicos) o el *gestor de autoconsumo* (figura técnica para instalaciones

[83] https://masinteligencia.es/formar-parte-de-m-l-e

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

compartidas). Sin embargo, de cara a VPP, no son tan relevantes a nivel de mercado. Un gestor de carga podría, eso sí, integrarse a una VPP aportando la flexibilidad de una flota de cargadores de VE. A futuro, si se crean mercados de capacidad o mecanismos de respuesta automatizada, podrían aparecer operadores de plataformas privadas de flexibilidad, pero en todo caso coordinados con los roles anteriores.

En conclusión, una VPP en España puede insertarse en el mercado como: una **comercializadora** que atiende a prosumidores (gestionando su compra/venta de energía); un **agregador independiente** que vende servicios de flexibilidad al sistema (combinando recursos de múltiples clientes); o un **representante**/intermediario que facilita que las pequeñas instalaciones entren al mercado mayorista y de balance. Cada vía tiene sus requisitos legales propios – licencias, garantías, etc. – pero el marco tiende a converger para que todas permitan la participación agregada. La normativa en elaboración (tanto del agregador como de comunidades) busca que los nuevos actores distribuidos tengan acceso no discriminatorio a los mercados eléctricos[55]. Es decir, cualquier combinación válida de los roles anteriores deberá ser posible para maximizar la flexibilidad disponible. Por ejemplo, nada impide que en el futuro una misma entidad sea a la vez comercializadora y agregador independiente (ofreciendo ambos servicios), siempre que cumpla las regulaciones correspondientes en cada faceta. De hecho, muchas empresas españolas se preparan para ese escenario dual, anticipando un mercado donde vender kilovatios-hora y vender kilovatios de flexibilidad sean negocios complementarios.

8.2. Enfoque Tecnológico: Recursos Energéticos en una VPP

Desde el punto de vista tecnológico, una VPP se compone de diversos **recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources, DER)** cuya operación coordinada permite ofrecer la flexibilidad y fiabilidad mencionadas. En este apartado se identifican los principales tipos de sistemas que integran las VPP – generación renovable descentralizada, sistemas de almacenamiento (baterías, hidrógeno u otros) y la gestión de la demanda del consumidor – analizando sus parámetros técnicos relevantes. Asimismo, se discute cómo estos recursos aportan servicios a la red cuando son gestionados dentro de una VPP, y qué importancia tiene la digitalización y el control inteligente para su rendimiento conjunto.

8.2.1. Generación renovable distribuida: solar y eólica

Las fuentes renovables, especialmente **solar fotovoltaica** y **eólica**, son la piedra angular de las VPP orientadas a la descarbonización. En España, el crecimiento de la generación

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

distribuida solar ha sido exponencial en los últimos años gracias a la caída de costes de los paneles y al marco regulatorio favorable (eliminación del antiguo "impuesto al sol", autoconsumo compensado, subvenciones[78]). También existen aerogeneradores de mediana o pequeña potencia conectados en distribución, si bien la eólica distribuida es menos común que la solar. A nivel técnico, estos recursos presentan características particulares:

- **Intermitencia y previsibilidad**: Tanto la producción fotovoltaica como la eólica son variables dependientes de condiciones meteorológicas. La solar PV tiene un perfil diario pronunciado (generación solo diurna, pico al mediodía si cielos despejados). En zonas de alta irradiación en España (ej. el sur peninsular) se obtienen alrededor de 1.500–1.800 horas equivalentes al año, es decir, un factor de capacidad ~17-20%. Un ejemplo práctico es la planta de 100 kW en Ciudad Real mencionada previamente, estimada en ~1.600 h/año[83]. La eólica terrestre presenta factores de capacidad típicamente del 20-30% en España, con producción durante día y noche según vientos locales; su variabilidad es más estocástica, aunque predicciones meteorológicas permiten anticipar su potencia con unas horas de antelación. Para una VPP, gestionar esta intermitencia es un desafío principal: se requiere incorporar sistemas de pronóstico (predicción solar/eólica) y planificar la operación agregada para compensar fluctuaciones. La combinación de recursos geográficamente dispersos y de distintas fuentes puede mejorar la predictibilidad agregada (por ejemplo, la producción solar y eólica tienden a estar *anti correladas* en ciertas horas, suavizando el perfil conjunto).

- **Capacidad de control**: A diferencia de las plantas convencionales, ni los paneles solares ni los aerogeneradores pueden "encenderse" a voluntad – dependen de la energía primaria disponible (sol o viento). Sin embargo, sí tienen capacidad de control descendente: es posible limitar o modular su producción mediante sistemas de control electrónico (inversores en PV, controles de paso en eólica). Una VPP puede utilizar esto para reducir generación renovable si es necesario (por ejemplo, para evitar congestiones o precios negativos), aunque el costo de oportunidad es alto dado que la energía renovable tiene coste marginal prácticamente nulo. Lo más habitual es que la generación renovable opere a máxima potencia disponible, y la flexibilidad se obtenga gestionando otros recursos (almacenamiento o demanda) para absorber los excedentes o suplir los déficits. Aun así, técnicamente las plantas solares modernas ofrecen funciones de soporte (inyección de reactivos, regulación de frecuencia simulada mediante *de-rated power*, etc.) y los aerogeneradores también pueden participar en control de tensión y servicios de red con su electrónica de potencia. En contextos de VPP, donde cientos de instalaciones pequeñas se unen, suele ser inviable controlarlas individualmente en tiempo real para servicios, pero agregadores avanzados implementan regulación secundaria o terciaria "virtual" coordinando pequeñas reducciones distribuidas. Por ejemplo, un agregador podría dar la orden de bajar un 10% la inyección a todos los inversores solares de su pool

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Nuevos Modelos de Negocio

cuando necesite reducir potencia (lo cual, si cada uno tiene margen, sumaría una reducción apreciable). Esto requiere comunicaciones robustas (protocolos tipo Modbus, Sunspec, etc., integrados en una plataforma IoT).

- **Calidad de energía e interacción con la red**: Un aspecto técnico importante es que las generaciones renovables distribuidas se conectan a redes de baja o media tensión, a menudo a través de inversores electrónicos (en el caso de la fotovoltaica, siempre; la eólica de pequeña escala también suele usar convertidores). Estas interfases electrónicas significan que la generación distribuida no aporta inercia física al sistema eléctrico (a diferencia de un generador síncrono tradicional). En grandes penetraciones, la falta de inercia puede comprometer la estabilidad de frecuencia ante perturbaciones[71]. Se está investigando la provisión de "inercia sintética" mediante inversores inteligentes – que es básicamente, que los inversores de parques solares/eólicos aporten potencia extra brevemente ante caídas de frecuencia, imitando la respuesta inercial[71]. Una VPP coordinada podría contribuir en este sentido si logra gestionar miles de inversores para que respondan al unísono. Adicionalmente, las renovables distribuidas pueden causar tensiones elevadas o flujos bidireccionales en redes de distribución; la VPP, a través de su sistema de control, debe monitorizar parámetros de red local y a veces limitar inyecciones para mantenerlos en rango. Algunos proyectos piloto de flexibilidad (algunos de ellos con distribuidoras), como CoordiNet, donde se utilizan mercados locales de flexibilidad para resolver congestiones y problemas de tensión[84]; OneNet en el que se gestiona la congestión eléctrica con mercados de flexibilidad[85]; FEVER con su gestión de tecnologías híbridas con alta penetración de PVs[86]; Ampere Energy + Capital Energy, que replica la figura del agregador en entorno simulado utilizando VPPs[87]; S2F, un consorcio de 10 distribuidores que trabajan con mercados locales de flexibilidad [88];o i-DE, donde se realiza una automatización de respuesta a la demanda con VPP[89], justamente usan VPPs o sus conceptos claves asociados para mitigar estos problemas; por ejemplo, en el caso de proyectos que usan la plataforma virtual, controlando la respuesta a la demanda o ajustando la generación en ciertos nodos cuando se detecta sobretensión o congestión(un ejemplo es el piloto S2F

[84] https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/redes-inteligentes/proyecto-coordinet-servicios-de-flexibilidad-sistema-electrico-europeo
[85] https://www.onenet-project.eu/wp-content/uploads/2024/03/Spain-demo.pdf
[86] https://fever-h2020.eu/demos/pilot_i
[87] https://www.pv-magazine.es/2022/07/06/primer-proyecto-piloto-de-virtual-power-plant-con-almacenamiento-distribuido-inteligente
[88] https://www.iit.comillas.edu/publicacion/proyecto/es/SOLUCIONES_FLEXIBILIDAD_S2F/Soluciones_flexibilidad_redes_de_distribuci%C3%B3n_S2F
[89] https://www.enlit.world/library/iberdrola-taps-into-automated-demand-response-with-spanish-vpp

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

mencionado, que contempla casos de restricciones técnicas resueltas con mercados locales de flexibilidad[69]).

En resumen, la tecnología de generación renovable distribuida aporta energía limpia pero **variable**, y requiere la capa de control de la VPP para integrarse eficientemente. Los parámetros clave son su potencia instalada (kW), su perfil de producción (curva diaria/estacional, factor de capacidad), su rampa de variación (qué tan rápido cambia su potencia con nubes o ráfagas de viento), y las capacidades incluidas en sus inversores (control de factor de potencia, respuesta a consignas). España, con abundante sol y buen recurso eólico, tiene un potencial enorme de DER renovables para las VPP. Tecnológicamente, el abaratamiento de los paneles fotovoltaicos ha permitido que incluso viviendas unifamiliares instalen 3–5 kW fácilmente, y los últimos aerogeneradores "domésticos" de tejado o mini eólicos (1–10 kW) también están apareciendo, aunque su penetración es mucho menor. Todos estos microsistemas son susceptibles de ser *agregados virtualmente* con la infraestructura de comunicaciones adecuada.

8.2.2. Sistemas de almacenamiento: baterías y vector hidrógeno

El **almacenamiento de energía** es el complemento natural a la generación renovable variable dentro de una VPP. Su función es **acumular energía en momentos de excedente o bajo precio, y liberarla en momentos de déficit o alto precio**, aportando flexibilidad temporal. Existen múltiples tecnologías de almacenamiento, pero en el contexto distribuido y modular de las VPP sobresalen dos: las baterías electroquímicas (especialmente de ion-litio) y las soluciones basadas en hidrógeno verde (electrolizadores + pilas de combustible o motores de combustión de hidrógeno).

- **Baterías electroquímicas**: Las baterías de ion-litio han experimentado importantes mejoras y reducciones de coste, impulsadas por la industria de vehículos eléctricos. Técnicamente, ofrecen alta eficiencia (típicamente entre 90–95% de rendimiento *round-trip*, es decir, muy poca energía se pierde entre cargar y descargar) y respuesta muy rápida (pueden pasar de carga a descarga en milisegundos). Esto las hace ideales para varios servicios en una VPP: desde almacenar excedentes fotovoltaicos del mediodía para consumo nocturno, hasta proveer regulación de frecuencia actuando casi instantáneamente para subir o bajar potencia. Parámetros clave de una batería son su capacidad de energía (kWh) y su potencia (kW) de carga/descarga máxima. Muchas baterías domésticas o industriales se diseñan con unas horas de almacenamiento; por ejemplo, en una comunidad local, una batería de 120 kWh con potencia de 60 kW podría suministrar 60 kW durante 2 horas, aplanando picos de demanda. Por ejemplo, el proyecto Ballesteros Genera antes citado incluye una batería de 120 kWh para dar servicio a la comunidad por la noche[83]

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

[90] [91]. En otro piloto en Galicia, Begonte Genera, se han instalado 2580 kWh de almacenamiento junto a una instalación solar de aproximadamente 1 MWp[92] , buscando mayor autonomía. Estos ejemplos muestran que el dimensionamiento varía según el perfil de consumo/generación local: en entornos residenciales es común dimensionar la batería para unas 2–4 horas de autonomía en valle. Las baterías permiten a la VPP desplazar carga en el tiempo (técnica conocida como *peak shaving* o aplanamiento de la curva de demanda) y también aumentar la fiabilidad (pueden actuar de respaldo en micro redes aislables).

Un desafío de las baterías es su degradación con los ciclos: cada ciclo de carga/descarga disminuye ligeramente su capacidad útil. Por tanto, su operación óptima requiere algoritmos que maximicen su valor evitando ciclos innecesarios. La VPP, mediante control centralizado, puede decidir cuándo merece la pena ciclar la batería (por ejemplo, para captar un precio pico muy alto) y cuándo es mejor reservarla. Además, múltiples baterías distribuidas pueden actuar de forma coordinada: una VPP podría orquestar una *battery swarm* – un conjunto distribuido de baterías que se conjugan y operan de forma coordinada para dar un servicio de regulación conjunto al sistema. La idea detrás del concepto se basa en que, si muchos sistemas pequeños (sistemas de almacenamiento en este caso) se coordinan, pueden comportarse como un macro recurso energético flexible. Tecnológicamente esto requiere que cada batería tenga un EMS (Energy Management System) conectable, y que el agregador envíe consignas unificadas o use un control jerárquico.

Desde el punto de vista eléctrico, las baterías se conectan vía inversores bidireccionales, aportando también servicios auxiliares como control de tensión local. Son muy versátiles: por ejemplo, pueden absorber picos de tensión en redes de distribución al cargar en momentos de sobrevoltaje (exceso solar), y luego inyectar en caídas de tensión. Como casos de uso, se pueden encontrar algunos ejemplos en las Islas Canarias, donde se han hecho pruebas de baterías y despliegues en cabeceras o puntos críticos de líneas para estabilizar el voltaje[93] [94] [95]. En la península, como parte de la Estrategia de Almacenamiento, se espera alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento en 2030 (contando centrales hidro de bombeo, baterías a gran escala, y baterías distribuidas detrás del

[90] https://redpac.es/buenas-practicas/ballesteros-genera
[91] https://masinteligencia.es/formar-parte-de-m-l-e
[92] https://begontegenera.es/
[93] https://www.energias-renovables.com/panorama/el-reto-de-almacenar-energia-se-pone-20240802
[94] https://www.smartgridsinfo.es/2022/04/28/microrredes-electricas-atender-demanda-energetica-zonas-rurales-isla-gomera
[95] https://maspalomas24h.com/art/9310/enel-el-matorral-un-hito-hibrido-que-reconfigura-el-riesgo-de-endesa-en-la-red-aislada-de-gran-canaria

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

contador)[96]. Dentro de esa meta, al menos 400 MW de almacenamiento distribuido *behind-the-meter* (BTM) – sistemas de almacenamiento instalados en el lado del consumidor, detrás del contador eléctrico; ergo, pertenecen al usuario, no al sistema eléctrico – se proyectan para 2030[96], incluyendo baterías residenciales y comunitarias, lo cual subraya la importancia de esta tecnología para las VPP.

- **Hidrógeno y almacenamiento químico**: El hidrógeno verde se plantea como solución de almacenamiento de larga duración o estacional. Consiste en usar excedentes eléctricos para electrolizar agua y obtener hidrógeno, que se almacena (en tanques a presión, por ejemplo) y posteriormente se vuelve a convertir en electricidad mediante una pila de combustible o motor cuando se requiera. Técnicamente, el hidrógeno tiene la ventaja de que no se autodescarga con el tiempo (a diferencia de baterías que pierden carga lentamente), por lo que es apto para almacenar energía durante días, semanas o incluso meses. Sin embargo, su eficiencia global es más baja: el proceso completo electricidad → hidrógeno → electricidad puede rondar solo un 30-40% de rendimiento, debido a las pérdidas en la electrólisis (~70% eficiente) y en la conversión de vuelta (~50% en celdas de combustible)[97]. Por ello, el hidrógeno en VPP hoy se contempla más para respaldo prolongado o para aprovechar excedentes que de otro modo se perderían. Por ejemplo, en una comunidad aislada con gran solar en verano y demanda en invierno, se podría generar H_2 en verano con excedentes fotovoltaicos y almacenarlo para generar electricidad en invierno. En España continental, conectada a un gran sistema, el hidrógeno descentralizado aún es incipiente. No obstante, la *Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable*[98] promueve proyectos demostrativos. Algunos proyectos VPP en desarrollo integran pequeños electrolizadores junto a parques eólicos para ofrecer servicios de ajuste consumiendo potencia en exceso de red (como forma de demanda flexible)[99] [100] [101]. También se investiga la inyección de hidrógeno en redes de gas o su uso en movilidad, pero eso excede el ámbito eléctrico puro.

  Desde la perspectiva de la VPP, manejar hidrógeno añade complejidad: es necesario coordinar dos etapas (electrolizador y generación) y adicionalmente gestionar inventario de gas. Los electrolizadores pueden actuar casi como "cargas regulables", modulando su consumo eléctrico en un rango amplio, lo que les hace

[96] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2021/02/el_gobierno_apruebalaestrategiadealmacenamientoenergeticoclavepa.html
[97] https://www.huntkeyenergystorage.com/es/hydrogen-battery-storage
[98] https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF
[99] https://www.pv-magazine.es/2025/09/19/nordex-disena-un-electrolizador-de-5-10-mw-con-suministro-electrico-directo-eolico-y-fotovoltaico/
[100] https://www.idom.com/proyecto/h2-verde-almacenamiento-de-excedente-de-energia-eolica/
[101] https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2025/03/Proyectos-de-H2_compressed.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

valiosos para absorber picos de generación renovable o prestar servicios de balance bajando potencia rápidamente. Las pilas de combustible también pueden modular salida, aunque su mejor uso es en operación sostenida cuando se necesita energía durante horas. Un parámetro técnico relevante es la velocidad de respuesta: algunos electrolizadores modernos de membrana pueden variar su consumo en segundos, aunque con ciertas limitaciones químicas; las pilas de combustible PEM también pueden arrancar en minutos. En general, la respuesta de las baterías es más rápida, pero el hidrógeno aporta la duración: allí donde una batería se agota tras 4 horas, un tanque de hidrógeno puede mantener generación por 40 horas si está dimensionado adecuadamente.

España, con gran potencial renovable, ve el hidrógeno principalmente para descarbonizar industria y transporte pesado. Pero su rol en VPP locales podría emerger en entornos aislados (islas, zonas rurales sin buena red) o integrando comunidades que quieran maximizar autoconsumo anual. Tecnológicamente, los sistemas de H_2 requieren más espacio y medidas de seguridad (almacenamiento a alta presión, ventilación, etc.), por lo que es más difícil encontrarlos en un entorno urbano denso. Aun así, existen proyectos piloto de micro redes con hidrógeno (por ejemplo, el proyecto Laboratorio G.R.A.C.I.O.S.A., en la isla homónima en Canarias, donde la propuesta consiste en una micro red que incluye integración de generación distribuida fotovoltaica con baterías y ultra condensadores, además de sistemas de comunicación PLC y automatización para la red eléctrica, junto con producción de hidrógeno[102 103]).

En conclusión, **el almacenamiento es el "amortiguador" tecnológico de las VPP**, aportando flexibilidad en distintas escalas temporales. Las baterías litio-ion son la tecnología predominante en VPP actuales por su eficiencia y rapidez, siendo idóneas para gestionar desvíos horarios y dar servicios de estabilidad. El hidrógeno renovable se perfila como complementario para almacenamientos de gran capacidad o larga duración, aunque su implantación distribuida será gradual y vinculada a casos específicos de uso. Desde una óptica de ingeniería, la integración de almacenamiento en VPP requiere un **sistema de gestión de energía (EMS)** avanzado: decidir cuándo cargar/descargar baterías o producir/consumir hidrógeno con base en pronósticos de generación, demanda y precios. Las VPP más sofisticadas emplean algoritmos de optimización (incluso apoyados en IA) para maximizar la rentabilidad y la resiliencia usando estos almacenadores. Por ejemplo, el Ministerio para la Transición Ecológica destaca que el almacenamiento "**dotan al sistema de flexibilidad y estabilidad, permitiéndole hacer frente a la variabilidad de las renovables** y evitar la pérdida de energía limpia en momentos de abundancia"[96]. También enfatiza que

[102] https://www.edistribucion.com/es/innovacion-nuevas-tecnologias/la-graciosa-energias-renovables.html
[103] https://www.eldiario.es/canariasahora/energia/energia-inteligente-graciosa-hacerse-realidad_1_2801354.html

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

estas tecnologías habilitan nuevos modelos de negocio como los agregadores independientes y comunidades energéticas[96], lo cual enlaza con el rol central del almacenamiento en las VPP.

8.2.3. Gestión de la demanda y respuesta del consumidor

Además de gestionar la oferta (generación y almacenamiento), una VPP completa debe poder actuar sobre la **demanda** de los consumidores participantes. La *gestión de la demanda* (o *demanda gestionable*) se refiere a la capacidad de modificar voluntariamente el consumo eléctrico de ciertos usuarios en función de señales o incentivos, aportando flexibilidad desde el lado del consumo. Esto abarca desde **reducir cargas en momentos críticos**, hasta **desplazar consumos** a horas valle o incluso **aumentar consumo** cuando sobra generación (por ejemplo, encendiendo equipos para aprovechar energía barata/renovable).

La demanda flexible se clasifica usualmente en dos categorías[71]:

- **Flexibilidad implícita (basada en precios)**: Ocurre cuando los consumidores responden a precios horarios de la electricidad, ajustando su comportamiento para ahorrar costes[71]. En España, muchos consumidores domésticos y pymes están acogidos a tarifas con discriminación horaria o al PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) indexado al mercado mayorista. Por ejemplo, el nuevo esquema de tarifa 2.0TD implementado en 2021 introduce tres periodos de energía – punta, llano y valle – con peajes y cargos diferenciales[104]. El periodo valle (00:00–08:00 entre semana, y todas las horas de fines de semana) tiene los costes regulados más bajos, mientras que el periodo punta (horas centrales del día y la tarde en días laborables) posee los más altos[104]. Esto incentiva a los usuarios a desplazar consumos, como la carga de vehículos eléctricos en horas de madrugada, para beneficiarse de precios más baratos. Esa reacción espontánea a la señal económica es flexibilidad implícita. Una VPP puede aprovecharla indirectamente asegurándose de informar a sus prosumidores de los tramos horarios óptimos o incluso configurando *domótica* para que ciertos equipos funcionen en horario valle automáticamente. Sin embargo, la flexibilidad implícita no está directamente bajo control del agregador, sino del usuario motivado por el precio.

- **Flexibilidad explícita (basada en incentivos o control directo)**: Aparece cuando la demanda se convierte en un recurso despachable – esto es, activado, desactivado o ajustado en su potencia de salida según la demanda de la red eléctrica; son recursos controlables que se pueden programar para satisfacer las necesidades del momento[105] – que un agregador u operador puede *activar* a voluntad, mediante un acuerdo expreso con el usuario[71]. Aquí entran los programas de respuesta a la

[104] https://www.ree.es/es/operacion/sistema-electrico/pvpc
[105] https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/glosario

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

demanda gestionados por agregadores independientes o comercializadores. El consumidor cede al agregador el control (o al menos la autorización) para modificar su consumo en ciertos momentos a cambio de una retribución económica. Un cliente industrial acordando reducir 1 MW si el precio pasa cierto umbral (recibiendo parte del ahorro o una retribución por parte del agregador) o un cliente residencial permitiendo que su calentador eléctrico se apague telemáticamente 15 minutos en horas pico recibiendo a cambio una bonificación anual constituyen algunos ejemplos hipotéticos de flexibilidad explícita. Esta flexibilidad gestionada se comercializa en mercados como un producto más – por eso se dice que es similar a la generación en términos de tratabilidad[71]. Para lograrla, es imprescindible la **digitalización**: medidores inteligentes, dispositivos IoT (enchufes, termostatos conectados) y plataformas de control remoto. Muchas VPP incorporan **s**istemas domóticos o acuerdos con fabricantes de electrodomésticos y vehículos eléctricos para integrar la demanda. Por ejemplo, en proyectos europeos (ADDRESS[106], NICE-grid[107]) mencionados por FutuRed, se probó el control de electrodomésticos inteligentes, climatización y termos de agua caliente para modular cargas en hogares[71]. Hoy día, el potencial se ha ampliado con la proliferación de vehículos eléctricos (cuya carga es flexible dentro de ciertas ventanas) y bombas de calor (que pueden precalentar edificios en horas baratas y reducir consumo en puntas)[71].

En España, la gestión activa de la demanda está despegando. Por un lado, grandes consumidores (industrias) tradicionalmente participaban en el servicio de interrumpibilidad – ya extinto – y ahora se espera que entren en mercados de balance a través de agregadores o directamente. Por otro lado, el número de contadores inteligentes instalados es prácticamente el 100% en baja tensión, lo que permite medir y verificar reducciones de consumo horarias, habilitando la respuesta de demanda agregada. La CNMC, como vimos, se está preparando para normar – estrictamente, complementar el proceso legislativo y regulatorio ampliando en dichas regulaciones aspectos técnicos y metodológicos – la entrada de la demanda en mercados de ajuste[58]. Además, MITECO ha financiado pilotos iFlex[108] (liderado por Ignis Energía) que involucran flexibilización de la demanda, almacenamiento distribuido y renovables para eliminar barreras de participación en mercados de balance[69].

Los principales parámetros técnicos al hablar de demanda gestionable son: la potencia que se puede modular (kW que puede subir o bajar), la duración de la modulación, el tiempo de reacción (algunas cargas pueden desconectarse casi instantáneamente, mientras que otras necesitan aviso con antelación), la recuperación (un consumo frenado puede generar un pico posterior de recuperación) y la frecuencia de activación tolerable (no se puede solicitar

[106] https://cordis.europa.eu/project/id/207643/reporting
[107] https://ses.jrc.ec.europa.eu/eirie/en/data-collection/grid4eu-demo-6-nice-grid-project-optimization-pv-integration-lv-grids-and
[108] https://ignis.es/ignis-lanza-i-flex-el-proyecto-que-transformara-el-sistema-electrico-a-traves-de-la-flexibilidad/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

al usuario una reducción de su consumo periódicamente sin fatiga o impacto productivo). Tecnológicamente, existen diferencias en la gestión dependiendo de la naturaleza de la carga: cargas puramente resistivas (calefactores, calentadores) suelen ser sencillas de interrumpir brevemente sin consecuencias; procesos industriales continuos requieren más cuidado para no afectar la calidad del producto; vehículos eléctricos y baterías domésticas son muy flexibles en cuanto a programación, siempre que el usuario disponga de su almacenamiento cuando lo necesite. Las VPP modernas utilizan plataformas software que, conociendo las preferencias del cliente (por ejemplo, que su vehículo eléctrico esté cargado al 80% a las 7 a.m.), optimizan la curva de carga dentro de esos márgenes para brindar servicios al sistema y minimizar coste al usuario.

La importancia de la gestión de la demanda en una VPP radica en que suele ser **más económico reducir o desplazar consumo que encender generación de respaldo fósil**, y además mejora la eficiencia global del sistema. Un informe del 2021 de la Agencia Internacional de la Energía[109] afirma que hacia 2026 el 95% del aumento de capacidad mundial será renovable y en su mayoría distribuida[53], por lo que la flexibilidad del lado de la demanda será crucial para equilibrarla. Así, se podría justificar la relevancia de la gestión de la demanda a través del potencial beneficio (energético y económico) agregado que se obtiene al gestionar los pequeños impactos individuales de cada agente interviniente en la red. Gracias a la VPP actuando como el vehículo que hace posible dicha participación, la flexibilidad individual en la demanda se convierte en un activo más a gestionar, que se traduce a su vez en un impacto beneficioso a nivel total de la red que contribuye a lograr que el mercado de flexibilidad funcione.

Es relevante mencionar también el concepto de respuesta de la demanda negawatio: la unidad de flexibilidad es "no consumir 1 kWh" cuando se te solicita. Eso se remunera, por ejemplo, en mercados de capacidad o de balance. Países como Francia[110] [111] o Reino Unido[112] [113]tienen desde hace años mercados específicos para demanda (por ejemplo, el *Demand Side Response* británico[114]). España se encamina a ello; mientras tanto, las tarifas dinámicas ya hacen que muchos consumidores actúen. En 2024, el precio medio del mercado mayorista español fue 76,3 €/MWh, un 23,7% menor que en 2023 gracias a menor gas y

[109]https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergence-of-the-new-global-energy-economy
[110]https://www.services-rte.com/en/view-data-published-by-rte/nebef-mechanism-demand-response.html
[111]https://hayaenergy.com/es/blog-2025-nuevo-mecanismo-de-capacidad-francia/
[112]https://elperiodicodelaenergia.com/los-agregadores-de-demanda-la-nueva-figura-que-ha-roto-el-esquema-a-las-electricas-britanicas/
[113]https://www.pearlstoneenergy.com/blog/strengthening-the-uks-demand-response-flexibility-market
[114]https://www.raconteur.net/powering-the-future-2016/demand-side-response-changing-dynamics-of-uk-energy-market

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

más renovable[115], pero con picos horarios que podían superar ampliamente 150–200 €/MWh en días de alta demanda y poca renovable. Esta volatilidad es una oportunidad para la demanda flexible: un consumidor con PVPC puede evitar consumir en horas carísimas, ahorrando en su factura, y a la vez ayuda a bajar el precio de mercado. Cuando entre el agregador independiente, podrá monetizar esos ahorros compartiendo el beneficio con el consumidor. De igual modo, en horas de excedente renovable (e incluso precios horarios cercanos a cero), la VPP puede incentivar *consumos adicionales productivos* (p. ej., recarga de baterías, bombeo de agua, climatizar edificios antes de la hora) para absorber energía cuando su coste atraviese un período de precios asequibles a la par que se evitan vertidos. Todos estos movimientos hacen que el sistema en su conjunto sea más fiable, sostenible y eficiente al aplanar la curva de carga[¡Error! Marcador no definido.].

Tecnológicamente, para implementar la gestión de la demanda en una VPP, se recurre a dispositivos como **controles inteligentes** (*smart plugs*, relés domóticos), **gestores energéticos domésticos** (EMS residenciales que integran solar + batería + cargas) o plataformas en la nube que analizan datos de consumo en tiempo real (muchas usando la infraestructura de telemedida de los *smart meters*). También son importantes las **interfaces de usuario**: apps o portales donde el consumidor define sus preferencias. Las VPP suelen incluir algoritmos de aprendizaje que, con datos históricos, identifican qué flexibilidad es realmente disponible sin impacto apreciable. Así, en teoría se pueden proporcionar ahorros a los usuarios a través de gestión automática de elementos conectados en base a sus características. Por ejemplo, un frigorífico doméstico puede estar desconectado 15 minutos sin perder temperatura segura. Si se controlase cíclicamente la breve desconexión de una gran cantidad distribuida de estos electrodomésticos, según necesidad en la demanda de energía eléctrica, el efecto neto se traduce en un ahorro de varios kW sin que la función principal de estos dispositivos (el mantenimiento de la temperatura en su cubículo) se vea afectada. Estos casos ultra distribuidos se han probado en proyectos europeos, y aunque individualmente pequeños, el poder de la agregación los hace significativos.

En conclusión, **la gestión de la demanda proporciona una fuente de flexibilidad muy valiosa a las VPP**, complementando la generación y el almacenamiento. Permite reducir picos de consumo, rellenar valles, y responder a contingencias del sistema. Desde el punto de vista técnico, integrar la demanda requiere tanta (o más) inteligencia de control que integrar generación; no obstante, también está apareciendo un aumento gradual en domótica inteligente y dispositivos "Smart" que habilitan y facilitan el control remoto, convirtiendo este reto de integración en un desafío factible de asumir y superar. España, con ~11 millones de clientes en tarifa indexada PVPC[104], ya tiene un caldo de cultivo donde muchos usuarios entienden la señal precio; el siguiente paso es ampliar mecanismos para

[115] https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/precio-medio-final

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

recompensar directamente la cesión de control de demanda. Las VPP serán el enlace entre esos usuarios y los mercados, materializando en kW y en euros esa flexibilidad difusa.

8.3. Enfoque Económico: Costes, Retribuciones y otros factores económicos

El despliegue de VPP no solo debe valorarse en términos técnicos, sino también económicos. En esta sección se evalúan las **variables económicas** asociadas a las tecnologías involucradas en VPP – incluidos costes de instalación y operación – así como las **fuentes de retribución** o ingresos que puede obtener una VPP por la energía producida, el ahorro de consumo y la prestación de servicios de flexibilidad. Asimismo, se analiza el impacto de las **tarifas eléctricas y de los precios horarios** de la electricidad en la rentabilidad y decisiones operativas de una VPP, dado que España ha introducido señales de precio crono-variables que influyen directamente en cuándo conviene consumir, almacenar o vender energía.

8.3.1. Costes de implementación de tecnologías VPP

Montar y operar una Planta de Energía Virtual conlleva una serie de costes, que podemos dividir en: **CAPEX** (inversión inicial en equipos e infraestructuras), **OPEX** (costes operativos y de mantenimiento) y los **costos específicos de gestión** (plataformas software, comunicaciones, etc.).

- **Costes de generación renovable distribuida**: Aunque altos en algunas tecnologías, la tendencia de costo de tecnologías solares y eólicas ha disminuido durante la última década. En España, los paneles fotovoltaicos para instalaciones de pequeña escala (residencial/comercial) se sitúan en 2025 en torno a 600–800 €/kW instalado en tejado, gracias a economías de escala y a la producción masiva global. Para instalaciones medianas o grandes (sobre suelo, >1 MW), los costes bajan incluso a ~400 €/kW. Estos números implican que, con las altas horas de sol de España, la solar distribuida ya es competitiva: el *Levelized Cost Of Energy (LCOE)* de una instalación FV doméstica puede rondar 30-60 €/MWh, por debajo del precio mayorista medio. Las **turbinas eólicas** de escala comunitaria (digamos 100 kW a pocos MW) tienen costes más elevados por kW que los grandes parques (debido a que los gigantescos aerogeneradores de 5 MW son más eficientes en costo). Aun así, proyectos eólicos pequeños pueden estar en ~1.500 €/kW. En general, la inversión en renovables distribuidas suele recuperarse vía ahorros en la factura eléctrica (autoconsumo) más alguna retribución por excedentes. Las subvenciones

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

y ayudas (como las del *Plan de Recuperación*[116] o programas autonómicos[117]) reducen sustancialmente el CAPEX efectivo para muchos prosumidores. Por ejemplo, programas recientes del IDAE[118] [119] [120] [121] [122]cofinancian hasta un 30-50% de instalaciones de autoconsumo y almacenamiento.

- **Costes de almacenamiento**: Las baterías de ion-litio han disminuido de precio notablemente; en 2010 costaban >1000 $/kWh, y actualmente proyectos a escala industrial se contratan por ~300 $/kWh (alrededor de 280 €/kWh)[123] [124], e incluso menos en casos. Una batería doméstica pequeña (5-10 kWh) aún es más cara en términos unitarios (quizá 500-800 €/kWh instalada con inversor), pero se espera que sigan bajando con la adopción masiva y la eventual llegada de baterías de segunda vida (provenientes de vehículos). Aparte del equipo, hay costos de instalación, sistema de gestión, etc. A nivel operativo, las baterías tienen costos de reemplazo a largo plazo (degradación): quizás tras 10 años o 5000 ciclos deban sustituirse los módulos. En la evaluación económica se suele provisionar ese recambio. Por otra parte, vender servicios con baterías genera ingresos que pueden justificar su coste: por ejemplo, las baterías pueden cobrar por regulación secundaria o por arbitraje de precio energía. En mercados maduros (por ejemplo, Reino Unido, Alemania) las baterías comunitarias han obtenido retornos decentes por firmar contratos de capacidad o entrar en subastas de balance. En España, la Estrategia de Almacenamiento apunta a eliminar barreras para que "las baterías puedan participar plenamente en el mercado energético"[96], lo que incluye permitir su remuneración por múltiples servicios (lo que se llama *stacking* de ingresos). Cuantos más servicios pueda prestar una batería (como arbitraje diario, más regulación FCR, más capacidad de reserva), mejor se amortiza su coste.

El hidrógeno es actualmente más caro en términos de almacenamiento. El equipo de electrólisis tiene un capex elevado (~700-1000 €/kW de electrolizador) y la infraestructura de tanques, compresores, pila combustible, añade mucho. Proyectos piloto asumen que el H_2 hoy no es rentable salvo en contextos muy concretos. Sin embargo, la apuesta a 2030-

[116] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824
[117] https://www.sfe-solar.com/subvenciones-placas-solares/#Canarias
[118] https://www.zabala.es/noticias/ayudas-idae-almacenamiento-energia-2025/
[119] https://www.idae.es/noticias/el-idae-lanza-700-millones-en-ayudas-para-almacenamiento-energetico-gran-escala
[120] https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-energetico-feder-21-27
[121] https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/ayudas-al-autoconsumo
[122] https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/todos-los-programas/incentivos-para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-para-termicas-en-sector-residencial
[123] https://movilidadelectrica.com/la-rentabilidad-de-los-coches-electricos/
[124] https://blog.ev-renting.com/evolucion-precio-baterias

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

2050 es reducir el coste del hidrógeno verde a ~2-3 €/kg[125] [126](desde >5 €/kg actuales)[126] mediante escalado industrial, lo que equipararía su coste energético a ~50-80 €/MWh (ya más competitivo). Aun así, para VPP de aquí a 2030, la penetración de hidrógeno será limitada y probablemente subvencionada. Sin embargo, donde puede destacar y posicionarse como una ventaja competitiva económica es en proveer **respaldo de emergencia** en zonas aisladas (sustituir a generadores diésel, con valor intangible de autonomía renovable) o en usar excedentes renovables que de otro modo valdrían cero.

- **Costes de control y TIC**: A menudo subestimados, pero una VPP requiere inversión en sistemas de control, software de agregación, comunicaciones (*routers*, SIM M2M, etc.). Si bien cada dispositivo IoT es barato, al multiplicar por cientos o miles de puntos se vuelve significativo. Muchas empresas optan por plataformas en la nube de terceros o desarrollan las suyas. También hay que considerar el coste de *ciberseguridad* y mantenimiento de la infraestructura digital, crucial para la confiabilidad. En estimaciones, los costes de IT/OT de una VPP pueden suponer un 5-10% del capex total del proyecto, y un gasto recurrente (licencias, comunicaciones) anual. Los costes IT/OT del despliegue de una VPP, aunque variables según escala y tecnología, son un componente esencial y sustancial del gasto total del proyecto, suponiendo un gasto recurrente anual (licencias, comunicaciones) y, según estimaciones a partir de proyectos en micro redes, análogos cercanos en cuanto a control y orquestación, puede suponer alrededor del 5-10% del CAPEX total del proyecto[127] [128].

- **Otros costes operativos**: Incluyen mantenimiento de equipos (limpieza de paneles solares, reemplazo de inversores cada X años, mantenimiento de baterías con HVAC adecuado, etc.), seguros, costos de participación en mercados (por ejemplo, avales bancarios que inmovilizan capital, comisiones de OMIE/REE por operar en mercados), gastos de personal (ingenieros monitoreando, comerciales captando prosumidores, etc.). Algunos de estos gastos escalan con el tamaño de la VPP, otros son relativamente fijos.

En términos agregados, **la evaluación económica** de montar una VPP implica calcular la inversión total en los recursos energéticos y compararla con los flujos de ingresos/ahorros esperados. Gran parte de la inversión recae en los propios prosumidores (que instalan paneles o baterías en sus casas) y la VPP puede articularlo con modelos como contratos PPA locales o arrendamientos. Se observa que, gracias a la reducción de costes de tecnología, muchos proyectos VPP comunitarios ya logran paridades económicas: por ejemplo, Ballesteros Genera asegura a los participantes energía renovable a precios

[125] https://hidrogeno-verde.es/el-futuro-del-hidrogeno-verde-en-la-transicion-energetica-de-espana/
[126] https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/sentando-bases-hidrogeno-verde
[127] https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/67821.pdf
[128] https://www.epa.gov/lmop/generate-lfg-electricity-microgrid

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

competitivos respecto a la tarifa convencional[83], financiando la instalación con un modelo donde no hay coste inicial para el usuario (lo cubre la empresa desarrolladora)[83]. Este tipo de esquemas "sin inversión inicial" son posibles porque el costo de los equipos se recupera con el flujo de pagos de la factura durante varios años, demostrando que la **rentabilidad está al alcance**.

8.3.2. Ingresos y retribuciones: energía, excedentes y servicios de flexibilidad

Una VPP bien gestionada tiene varias **fuentes de ingresos o ahorros** económicos, que se enumeran a continuación:

- **Ahorro en la factura eléctrica (autoconsumo)**: Es la ganancia más inmediata para los participantes prosumidores. Toda energía que se genere dentro de la VPP y se auto consuma localmente es energía que no se compra a la red. Por tanto, se ahorra el coste de la electricidad minorista de esa cantidad. En España, con precios finales domésticos típicamente de 0,20–0,30 €/kWh (2023-2024, dependiendo de horas y tarifas)[129], cada kWh auto consumido fotovoltaico es ese valor ahorrado. Para una pyme o comunidad local, el autoconsumo puede suponer decenas de miles de euros al año en reducción de compra de red. Si la VPP es además la comercializadora, equivaldría a menor energía que comprar en el mercado para servir a sus clientes. Es importante señalar que este ahorro puede crecer con el tiempo si las tarifas eléctricas suben, pero también puede disminuir si bajan. Así, es un ingreso ligado a la diferencia entre coste de generar local (relativamente fijo tras la inversión) y precio de comprar la energía externa (variable).
- **Compensación por excedentes vertidos**: Como se explicó en Autoconsumo compartido, reparto de energía y límites de instalaciones, las instalaciones de hasta 100 kW acogidas a autoconsumo pueden obtener compensación por sus excedentes. Esa compensación usualmente es calculada como *energía excedentaria vertida × precio medio horario del mercado* (menos un pequeño descuento por costes). Por ejemplo, si en un mes una VPP residencial vierte a la red 1.000 kWh, y el precio medio horario de esos excedentes fue 80 €/MWh, la compensación rondará 80 €, suponiendo un ingreso adicional. Para los excedentes de instalaciones mayores o no acogidas a la simplificada, la energía vendida en mercado genera ingresos directos según el pool. En 2024 el precio medio mayorista fue ~63 €/MWh[130] (valor calculado por CNMC), pero con mucha volatilidad. En 2022, por la crisis ucraniana, el promedio fue mucho mayor (aunque en España se vio atenuado por la "excepción ibérica" al gas destinado exclusivamente a generación

[129] https://www.omie.es/
[130] https://www.cnmc.es/sites/default/files/5731959.pdf

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

de energía eléctrica[131]). Por tanto, la venta de excedentes puede ser significativa en épocas de precios altos. Una VPP puede decidir cuándo verter y cuándo almacenar. Si hay batería, posiblemente conviene guardar la energía solar del mediodía para usarla internamente en la noche (evitando comprar a ~20 c€/kWh), en lugar de exportarla a ~6 c€/kWh en pool; salvo que se prevea que por la noche el precio subirá a 30 c€/kWh, en cuyo caso tal vez convenga vender de día y recomprar de noche si la batería es limitada. Este tipo de decisiones las toma el algoritmo económico de la VPP, optimizando entre autoconsumo vs. venta vs. almacenamiento.

- **Participación en mercados de energía (mercado diario/intradiario)**: Si la VPP opera como agente de mercado (directamente o vía representante), puede presentar ofertas de venta de energía agregada al mercado diario OMIE. Los ingresos serán volumen de energía vendido × precio horario. Similar a lo anterior pero aplicable ya a cualquier tamaño. Una ventaja de la VPP es que puede agrupar mucha micro generación para superar el umbral de 1 MW y así ofertar en OMIE – algo que por separado no podrían. La agregación también reduce la incertidumbre relativa de pronóstico (el error porcentual disminuye). No obstante, gestionar esta venta requiere luego cumplir las entregas hora a hora o exponerse a desvíos que REE liquidará (a veces penalizados si van en contra del sistema). Por eso, en la práctica, para muchas VPP pequeñas, que son las únicas actualmente implementadas a nivel de pilotos y de una escala muy pequeña, la estrategia es maximizar autoconsumo local y minimizar vertidos, en vez de perseguir ingresos especulativos del mercado, al menos en etapas iniciales.
- **Servicios de balance y auxiliares (flexibilidad)**: Esta es una de las fuentes de valor más novedosas. Consiste en que la VPP ofrezca capacidad de regulación de frecuencia, reservas de potencia, control de tensión u otros servicios al operador del sistema o distribuidor, a cambio de una retribución establecida en mercados o contratos. Por ejemplo:
    - *Reserva secundaria (regulación frecuencia)*: En el mercado de banda de regulación secundaria de REE, tradicionalmente son generadores pagados por tener potencia lista para subir/bajar. El coste de regulación secundaria en España es significativo (en 2024, los servicios de ajuste en conjunto costaron 2.668 millones €[132]). Estos valores reflejan que existe potencial competitivo en este tipo de estrategias de mercado, y aunque se requiere cumplir con estándares de seguridad y fiabilidad, es posible que en el futuro, cuando las tecnologías de gestión basadas en VPP hayan madurado y se hayan consolidado como parte

[131] https://www.energiaysociedad.es/regulaciones/en-que-consiste-la-excepcion-iberica-real-decreto-ley-rdl-10-2022
[132] https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

del sistema eléctrico, parte de estos costes vayan destinados a la gestión y respuesta de la demanda por parte de dichas plataformas.

- *Gestión de desvíos (reserva terciaria)*: Si la VPP puede responder con poca antelación (15-30 min), puede ofertar energía de equilibrio. Por ejemplo, en caso de que se produzca menos eólica de la prevista, REE compra incrementos a quienes oferten subir generación o bajar demanda. Una VPP con almacenamiento o demanda puede vender ese ajuste.
- *Servicios a distribuidores*: En posibles mercados locales de flexibilidad, las distribuidoras podrían pagar por alivio de cargas en ciertos tramos para evitar reforzar la red. Por ejemplo, pagar a una VPP local para que en un barrio reduzca 200 kW de 20h a 22h y así no sobrecargar un transformador. Todavía no existe un mercado formal para esto en España, pero los pilotos buscan su viabilidad. Si se implementa, sería otra fuente de ingresos para VPP que actúen en distribución, negociando pagos por descongestión u optimización de red.

Cada servicio tiene su métrica de pago: algunos pagan por capacidad disponible (€/MW disponibles, se pague o no su uso), otros por energía efectiva activada (€/MWh ajustado). Los precios varían según escasez: en sistemas con mucha presencia de energía de origen renovable, la flexibilidad escasea en ciertos momentos, elevando su valor. En otros momentos abunda. La normativa tenderá a facilitar que un mismo recurso pueda apilar servicios siempre que técnicamente pueda cumplir ambos (por ej., una batería podría dar reserva de frecuencia y a la vez hacer arbitraje horario, pero con límites).

- **Otros ingresos**: Si la VPP es también comercializadora, obtendrá ingresos regulados como peajes que transfiere (no realmente beneficio propio) y quizá servicios a clientes (por ejemplo, cuotas de mantenimiento, renting de equipos, etc.). También podrían entrar ingresos por capacidad (si hubiera pagos por capacidad en el mercado español en el futuro, la demanda agregada podría pujar por ellos). Incluso esquemas de *Capacity Market* a nivel europeo podrían remunerar una VPP por garantizar X MW en momentos críticos. Por ahora, España ha evitado instaurar un mercado de capacidad, pero existe el servicio de gestión de demanda para garantías (por ejemplo, programas piloto en verano para grandes consumidores, poco desarrollados aún).

En proyectos de comunidades energéticas, a menudo la rentabilidad económica no es el único objetivo; también se persiguen beneficios ambientales, sociales (empleo local) o de independencia energética. Sin embargo, para que el modelo VPP sea sostenible, debe **generar suficientes flujos económicos** para cubrir los costes mencionados y aportar valor a los participantes. Un punto importante es la **retribución interna**: ¿cómo se reparten los ingresos entre los miembros? Por ejemplo, si la VPP gana dinero vendiendo regulación secundaria, ¿se reparte proporcionalmente a quien puso su batería o redujo su demanda? Estos acuerdos internos son clave para incentivar a los prosumidores a participar

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

activamente. Muchas comunidades optan por reinvertir beneficios en mejoras o distribuirlos vía descuentos en la factura.

8.3.3. Tarifas eléctricas y precios horarios: impacto en decisiones

El esquema tarifario español y la estructura de precios mayoristas son factores determinantes en la operación de una VPP, ya que influyen en cuándo es más beneficioso consumir, almacenar o vender energía.

Por el lado de las tarifas minoristas, desde junio de 2021 con la tarifa 2.0TD, prácticamente todos los consumidores domésticos y pymes tienen precio por periodos horarios. Como vimos, hay periodos punta, llano y valle con peajes diferenciados[104]. Además, quienes están en PVPC (unos 11 millones de consumidores[104]) tienen directamente un precio variable hora a hora para la energía consumida, publicado diariamente[104]. Esto significa que el coste marginal de consumir electricidad cambia cada hora para buena parte de los usuarios. Una VPP debe aprovechar esta señal: típicamente, se buscará **maximizar autoconsumo y descarga de baterías en horas punta**, cuando la electricidad es más cara, y **cargar baterías o desplazar consumos a horas valle**, cuando es más barata. Por ejemplo, el periodo valle (0-8h y fines de semana) tiene peajes bajos – en PVPC suele coincidir con precios más bajos también por menor demanda –, así que es ideal para cargar acumuladores o programar electrodomésticos. El periodo punta (por ejemplo 20-22h en días laborables) tiene peajes altos y suele ser cuando la demanda pica, encareciendo también el pool; en ese momento, la VPP querrá descargar baterías para suplir la demanda de sus clientes, o incluso reducir consumos no críticos, evitando comprar energía cara de la red. Esta **gestión horario-fina** es fundamental para **ahorrar costes y/o ganar más vendiendo**.

Desde enero de 2024, además, el PVPC ha incorporado una componente indexada a precios a plazo para reducir volatilidad[104], pero la señal horaria sigue presente. Para la VPP, esto significa que puede haber menor incertidumbre extrema, pero aún tendrá diferencias entre horas baratas y caras. La CNMC y REE publican diariamente curvas de precios para el día siguiente, dando previsibilidad de 24h que la VPP puede usar para su planificación (por ejemplo, una estrategia podría consistir en cargar el almacenamiento energético si al día siguiente va a existir un período con gran excedente eólico o solar y, por tanto, coste bajo).

Por el lado del mercado mayorista, España es parte del Mercado Ibérico de la Electricidad MIBEL – el mercado integrado de electricidad entre España y Portugal, que permite la fijación de un precio único de referencia para la energía eléctrica a través de la coordinación de sus operadores y reguladores[133] ,donde los precios diarios dependen de varios factores (gas, renovables, interconexiones). Se han dado escenarios de precios extremadamente volátiles: en 2021 llegaron horas a >€200/MWh regularmente, y en marzo 2022 hubo picos cercanos a €300–€500/MWh antes del tope del gas. También se han registrado horas con precios cero o negativos en momentos de altísima generación renovable y baja demanda,

[133] https://www.mibel.com/es/home_es/

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

aunque son todavía escasas en España continental. Esta volatilidad de precios mayoristas supone a la vez **riesgo y oportunidad** para una VPP:

- Riesgo, porque si la VPP gestiona el abastecimiento a clientes a un precio fijo, puede exponerse a escenarios donde sea necesario adquirir energía a un coste elevado en mercado; por ello, muchas VPP optarán por ofrecer tarifas variables a sus miembros, o asegurar parte de la compra con contratos a plazos para cubrir riesgo.
- Oportunidad, porque con activos flexibles, la VPP puede hacer arbitraje: adquirir o incluso almacenar energía cuando el coste del kWh sea competitivo, para su posterior uso o venta cuando el precio haya subido, con el subsecuente ahorro o beneficio directo de la venta. Éste es precisamente el comportamiento que el sistema necesita y que la VPP monetizará.

Un factor importante son las **diferencias geográficas**: en sistemas aislados como Canarias, los precios y costes son distintos (donde no existe mercado horario competitivo, sino precios regulados basados en costes de producción). Una VPP en Canarias, por ejemplo, tiene un incentivo enorme a instalar renovables porque evita consumir electricidad muy costosa generada con fuel. En la península, la presencia de la interconexión con Francia y otros países también puede causar cambios (por ejemplo, cuando Francia tuvo crisis nuclear en 2022, España exportó mucha energía y subieron los precios). La VPP tiene que adaptarse: no es lo mismo operar en un contexto de precios persistentemente altos (donde cualquier kWh ahorrado o generado vale mucho) que en uno de sobreoferta renovable (donde existe variación en el coste de la energía y el valor está en la flexibilidad de absorberla).

Cabe señalar que, además de la energía en sí, la factura tiene términos de potencia contratada y peajes. La tarifa 2.0TD permite contratar distinta potencia en valle que en punta[104], lo cual es útil para VPP industriales que pueden necesitar más potencia de noche para cargar baterías, pero menos de día. Ajustar la potencia contratada adecuadamente evita pagos excesivos por potencia no usada. En cuanto a peajes, la VPP debe estar atenta a posibles revisiones regulatorias: por ejemplo, si en el futuro se introdujeran *peajes dinámicos* o señales de congestión local, tendría que incorporarlas en su algoritmo. Actualmente los peajes son fijos por franja horaria a nivel nacional.

Recapitulando, las tarifas y precios horarios influyen en:

- **El modelo de negocio de la VPP**: Por ejemplo, una VPP podría ofrecer a sus miembros una tarifa plana garantizada más baja que el mercado a cambio de gestionar su demanda. Esto es viable si la VPP confía en ganar dinero modulando cargas y usando sus activos para capear las horas caras (lo que en agregados se conoce como *retail hedging* mediante flexibilidad). Por otro lado, podría optar por trasladar precios horarios directamente y solo cobrar por servicio de gestión; en tal caso, el cliente ve la señal de precio, pero con la ayuda de la VPP para responderle.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **La operación diaria**: ya descrito, cuándo cargar, cuándo descargar, etc., según previsión de precios. En este aspecto, herramientas de **forecast de precios** son útiles. Para horizontes cortos, los precios del día siguiente se saben con antelación (salvo restricciones y desvíos); para intradía, se puede re optimizar.
- **La rentabilidad de inversiones**: Por ejemplo, los períodos de alta volatilidad de precios acortan el *payback* de las baterías, porque hay más oportunidades de arbitraje. Un estudio del Banco Mundial (2018) mostraba que una mayor variabilidad de precios post-renovable mejora la viabilidad de almacenamiento[134]. Por el contrario, si en un futuro los precios se aplanaran (por exceso de almacenamiento en sistema o topes regulatorios), la VPP ganaría menos con su flexibilidad, alargando retornos.

En España, la expectativa es que con la incorporación masiva de solar fotovoltaica (instalada y proyectada en PNIEC) habrá cada vez más horas baratas e incluso sobreoferta en horas centrales (mediodía soleado), mientras que las tardes-noches, donde la producción solar caería a 0, serían caras hasta que haya suficiente almacenamiento o gestión de demanda. Esto perfila un escenario perfecto para VPP: tomar la energía sobrante del mediodía, almacenarla o desplazar consumos hacia ese momento, y suplir la demanda de la tarde con lo ahorrado. También la electromovilidad jugará un rol: se estima que para 2030 España tendrá millones de vehículos eléctricos que sumarán unos 26 GWh de capacidad de batería disponible[96]. Si incluso una fracción de esa capacidad se utiliza en esquemas V2G (vehículo a red) o al menos carga inteligente, aportará una flexibilidad enorme al sistema. Esos 26 GWh equivalen a horas de almacenamiento que podrán reducir precios punta y aprovechar valles, con beneficio para todos.

Finalmente, se ha de mencionar que el regulador (CNMC) está vigilante de que los mecanismos de precios señalen correctamente el valor de la flexibilidad. En la consulta de reforma de mercados de 2024 se plantean cuestiones sobre cómo financiar los servicios de ajuste y cómo integrar sujetos con *accesos flexibles*[58]. Es decir, cómo pagar adecuadamente a quien ofrezca demanda flexible. Si estos esquemas se diseñan bien, deberán reflejar en pagos lo que hoy se refleja en precios. Por ejemplo, si se establece un mercado de capacidad, una VPP podría obtener un pago fijo por estar disponible en picos, complementando los ahorros variables por energía. Estos mecanismos, sumados a las tarifas dinámicas, conformarán el entorno económico en que operarán las VPP.

Con relación a la perspectiva a largo plazo, se puede estimar que, a medida que aumente la penetración renovable hacia el 2030-2050, es plausible que los precios medios bajen, pero la volatilidad horaria suba, con más eventos de precios cero (solar abundante) y puntas ocasionales cuando falta sol y viento. Esto hará aún más valiosos los recursos flexibles. Un estudio de REE/ENTSO-E sugiere que, sin flexibilidad, se desperdiciarían muchos

[134] https://www.bancomundial.org/es/news/infographic/2018/09/26/accelerating-battery-storage-for-development

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

excedentes renovables y habría que recortar generación (*curtailment*); con flexibilidad (VPP, demanda), se puede evitar hasta un 61% de recortes de renovables y aprovechar esa energía[135]. Ese aprovechamiento extra se traducirá en ahorro de combustibles fósiles y emisiones, pero también en ingresos para quienes provean la flexibilidad. En suma, el marco económico a futuro parece prometedor para el concepto VPP, siempre que la regulación permita remunerar todos sus aportes.

[135] https://clusterenergia.cat/noticias/lagregador-independiente-llega-nuestro-sistema-energ%C3%A9tico

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

9. Conclusiones

Las **Virtual Power Plants** se perfilan como una pieza fundamental en el rompecabezas de la transición energética en España. Desde la óptica **normativa**, aún queda trabajo por hacer para completar un marco que integre plenamente a estos nuevos agentes: la figura del **agregador independiente** es indispensable para articular la participación conjunta de prosumidores en los mercados, y aunque su regulación ha sufrido retrasos, hay avances concretos que indican su inminente aprobación[56]. España ha sentado bases sólidas en autoconsumo compartido, comunidades energéticas y habilitación de la demanda en servicios de ajuste, lo que ya permite implementar esquemas de VPP locales bajo ciertos lineamientos (coeficientes de reparto, límites de distancia, etc.)[74]. En los próximos años, con la trasposición completa de las directivas europeas, se espera un entorno normativo más favorable y claro, donde las VPP puedan operar ya sea como comercializadoras especializadas en energías renovables, como agregadores que transan flexibilidad, o como representantes de comunidades que comparten energía. Todo ello con el consumidor en el centro, convertido en un actor activo y empoderado, tal como pretende el paquete de Energía Limpia de la UE[55].

En el frente **tecnológico**, el concepto de Virtual Power Plant aprovecha la convergencia de innovaciones en energías renovables, almacenamiento y digitalización. Tecnologías antes accesibles solo a grandes plantas ahora se encuentran en tejados y garajes: paneles solares plug-and-play, baterías domésticas inteligentes, vehículos eléctricos con más capacidad de almacenamiento que muchas subestaciones, electrodomésticos conectados. La VPP es esencialmente un **sistema de sistemas**, uniendo estos recursos diversos mediante una capa de control inteligente. Técnicamente, se ha demostrado que es viable coordinar cientos de dispositivos distribuidos para ofrecer un comportamiento agregado predecible y útil para el sistema eléctrico[53]. Los parámetros técnicos clave – potencia, energías almacenables, rampas, etc. – de generación, almacenamiento y demanda flexible, hoy permiten que unidades pequeñas aporten servicios de calidad equivalente a los de grandes centrales (por ejemplo, una batería doméstica puede responder en milisegundos mejorando la frecuencia al igual que lo haría un grupo térmico). Los desafíos tecnológicos persisten en términos de **gestión de la complejidad** (comunicaciones, ciberseguridad, fiabilidad agregada), pero la rápida evolución de la automatización, el *edge computing* y las plataformas IoT orientadas a energía facilitan cada vez más esta tarea. Además, la progresiva instalación de más renovables y dispositivos flexibles aumenta el potencial a disposición: recursos como los vehículos eléctricos se convertirán en importantes aliados de las VPP, pudiendo sumar GW de capacidad flexible distribuida si se habilita la tecnología V2G. En definitiva, la tecnología necesaria para las VPP está disponible y madura en muchos

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

aspectos; el foco ahora debe estar en la **integración óptima** y el **escalado**, pasando de proyectos piloto a despliegues comerciales generalizados.

Desde la **perspectiva económica**, el análisis muestra que las VPP pueden ser **rentables y beneficiosas económicamente** bajo las condiciones adecuadas. La disminución de costes de la generación renovable y de las baterías ha hecho posible que los prosumidores ahorren dinero con sus instalaciones y que, agregados en VPP, multipliquen esos ahorros. Las VPP abren nuevas vías de ingresos: vender energía limpia, prestar servicios de balance (remunerados con miles de millones de euros al año en el sistema eléctrico[115]) y participar en futuros mercados locales resolviendo necesidades de la red de distribución[69]. Un hallazgo clave es el papel de las **señales de precio**: en un sistema cada vez más renovable, los precios horarios se vuelven determinantes para guiar la operación. La VPP actúa como el "cerebro económico" que decide **cuándo conviene consumir o almacenar según el precio**, beneficiándose de comprar energía barata en horas valle y vendiendo (o ahorrando consumo) en horas punta[104]. Los participantes de la VPP así reducen sus facturas y/o reciben pagos por su flexibilidad, lo que crea los incentivos correctos para seguir invirtiendo en más recursos distribuidos. Asimismo, con tarifas adecuadas y mecanismos de mercado, se evita trasladar costes injustos: por ejemplo, mediante la compensación entre agregador y comercializador se asegura que la activación de demanda no perjudique a ningún agente[59], haciendo sostenible el modelo para todos.

En conclusión, las **VPP ofrecen un marco win-win** (modelo de cooperación o negociación en el que todas las partes involucradas obtienen beneficios reales y compatibles entre sí, evitando soluciones de "suma cero", en las que la ganancia de una parte implica la pérdida de otra[136]): los consumidores/prosumidores obtienen ahorros y nuevos ingresos por su participación; el sistema eléctrico gana en estabilidad, eficiencia y menor huella de carbono; y a nivel macroeconómico se promueve innovación, competencia y desarrollo industrial (nuevos negocios de agregación, fabricación de equipos, software energético, etc.). España, al igual que Europa, se encamina hacia un escenario donde la **flexibilidad y la inteligencia** serán tan valiosas como los megavatios de capacidad instalada. Las Plantas de Energía Virtual materializan ese concepto al conjugar pequeñas aportaciones para lograr grandes resultados. Si el marco regulatorio acompaña eliminando barreras y reconociendo el valor aportado, y la tecnología sigue avanzando en interoperabilidad y costos, es de prever que en la segunda mitad de esta década veremos proliferar las VPP tanto para servicios nacionales (balance, mercados) como para dar vida a **mercados locales de energía** que empoderen a municipios y comunidades. Como se empieza a vislumbrar a partir de los proyectos piloto y propuestas vigentes, las VPP transformarán la forma en que se produce, consume y gestiona la energía eléctrica, alineando los objetivos ambientales con incentivos económicos. En suma, el **diseño, desarrollo y gestión de VPP en España** se sustenta en un trípode regulatorio, tecnológico y económico analizado en este informe, y

[136] https://www.obsbusiness.school/blog/win-win-por-que-es-la-estrategia-ganadora

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
IDAE
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

todo apunta a que su consolidación será un pilar en la construcción de un sistema energético más **sostenible, flexible y ciudadano** en el futuro inmediato.

Financiado por la Unión Europea NextGenerationEU
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

Brain 2 Power

Financiado por la Unión Europea
NextGenerationEU

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

IDAE

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO