

D4.2 LOS DESAFÍOS DE LAS REDES Y LA FOTOVOLTAICA

Concept and guidelines

PVP4Grid

D4.2

Author: Unión Española Fotovoltaica

Madrid, November, 2019



Índice

1	OBJETIVO DEL ENTREGABLE Y RESUMEN	3
2	Introducción.....	4
	2.1 Novedades en el marco normativo europeo	4
	2.2 Marco energético normativo español. Novedades en la legislación sobre autoconsumo.....	6
	2.3 Descripción del sistema de redes en España	11
3	IMPLICACIONES CLAVE DEL CONCEPTO DESARROLLADO EN EL PROYECTO PVP4GRID PARA LAS REDES.....	17
4	BENEFICIOS CLAVE Y DESAFÍOS DESDE LA PERSPECTIVA DE LAS REDES	21
	4.1 Comunidades energéticas en España	27

1 OBJETIVO DEL ENTREGABLE Y RESUMEN

El reciente paquete de Energía limpia para todos los europeos (CE4AE paquete) supone una actualización de la política energética de la UE. Además de otros cambios importantes, las nuevas reglas facilitan a los individuos y colectivos a convertirse en autoconsumidores, produciendo, almacenando o vendiendo su propia energía proveniente de fuentes renovables. El proyecto PVP4Grid analiza los conceptos que surgen a raíz del desarrollo del autoconsumo, y explora todas las posibilidades, nuevos conceptos y desafíos que puedan ir surgiendo, como la creación de comunidades energéticas. Así, se aplican los diferentes conceptos de autoconsumo presentes en ocho países de la UE en un análisis cualitativo y en simulaciones cuantitativas, con el objetivo general de ganar una mejor comprensión de esos factores que pueden, potencialmente, **permitir o impedir el proceso por el cual los consumidores se conviertan en autoconsumidores fotovoltaicos, a través de un sistema económico viable y fácil de manejar.**

La aparición de autoconsumidores y comunidades energéticas plantea nuevos retos en cuanto a los requisitos técnicos para el sistema de red y su gestión, cambios en los modelos de negocios, y cambios regulatorios para poder establecer las condiciones óptimas del marco regulatorio. El informe presenta los resultados clave de la simulación y pruebas de varios conceptos de autoconsumidores estudiados en el proyecto en España como la visión de los colaboradores y las percepciones habladas en el seminario organizado por PVP4Grid el 19 de septiembre de 2019 en Madrid.

El informe se estructura de la siguiente forma:

- El primer capítulo describe el sistema de red y sus actores, proporcionando la imagen actual del funcionamiento del sistema eléctrico en España.
- A continuación, le sigue un resumen del nuevo marco regulatorio europeo.
- El segundo capítulo presenta los resultados clave y las conclusiones de la simulación cuantitativa y la prueba de los conceptos de PVP4Grid en España.
- El tercer capítulo recoge los resultados clave del seminario, resumiendo la visión de los colaboradores en los conceptos de PVP4Grid como los beneficios y desafíos relacionados.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 Novedades en el marco normativo europeo

El nuevo marco regulatorio europeo para el autoconsumo y las otras disposiciones relacionadas con la red

El recién adoptado conjunto de reglas europeas- el paquete conocido como “Energía limpia para todos los europeos”- tiene como finalidad el amplio desarrollo en una de las mayores iniciativas políticas a largo plazo, llamada Unión Energética de la UE.

Algunos de los principales objetivos de esta unión incluyen, entre otros, situar la energía renovable y la eficiencia energética en el centro de un nuevo mercado energético interno y, a la vez, colocar a los ciudadanos en el centro de la transición energética. Esto también incluye objetivos a escala europea para incrementar la cuota de renovables en el mix energético de la UE a 32% para el 2030.

El nuevo marco permitirá a los ciudadanos participar activamente en igualdad de condiciones en todo el mercado y beneficiarse de la transición energética que se está llevando a cabo en Europa. Apunta a un empoderamiento y protección de los consumidores a través de una mejora en la información sobre consumo energético y costes y ayuda a emitir una red de seguridad más estricta para abordar la pobreza energética y los consumidores vulnerables. Además, las etiquetas energéticas y las medidas eco-diseño están dirigidas a incrementar el ahorro de costes y los comportamientos energéticos eficientes. También a los consumidores se les ofrece más opciones en sus hogares, facilitando el desempeño de roles más activos y su participación como autoconsumidores en los mercados eléctricos, invirtiendo en energías renovables, sobre todo en fotovoltaica, y luego, consumir, almacenar o vender la energía que producen, y así beneficiarse del funcionamiento del mercado eléctrico y organizado.

La necesidad de incrementar la descarbonización de las economías globales para poder contrarrestar el cambio climático y a la vez, la ambición de convertir a Europa en el primer continente carbón-neutro, debería ser avalado por lo que la siguiente presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, decidió llamar “El Trato Verde Europeo”- un conjunto de nuevas iniciativas de índole político anunciadas para la nueva legislación del período 2019 al 2024 para “reducir las emisiones más y más rápido, y al menos, un 50% para el 2030.” En paralelo, cada estado miembro de la UE

debe transponer las nuevas leyes de la UE a su propia ley nacional y reflejarlas en sus planes nacionales de energía y clima.

Para la consecución de estos objetivos, los ciudadanos y cooperativas van a jugar un papel fundamental a través del autoconsumo, para lo cual es necesario aumentar los esfuerzos en la asimilación e integración de las energías renovables en la sociedad. Para apoyar a la próxima formulación de políticas de este tipo, los resultados y recomendaciones realizadas en el seno del proyecto PVP4Grid pueden ser usados para abordar y reducir barreras más allá de los existentes marcos regulatorios en toda la UE.

El nuevo marco regulatorio de la UE para el autoconsumo

Aunque el autoconsumo no es un concepto nuevo y los autoconsumidores individuales están relativamente esparcidos por todo Europa, la UE obliga ahora a los Estados Miembros a adoptar marcos legislativos propicios en este sentido hasta finales del 2019 y pone de manifiesto la necesidad de que los consumidores participen en los mercados energéticos a igualdad de condiciones con el resto de actores del mercado. A través de la introducción de nuevas disposiciones y sus correspondientes definiciones, la UE por primera vez reconoce formalmente a los autoconsumidores como “autoconsumidores renovables” y “consumidores activos”, con el poder de generar, almacenar y consumir electricidad de fuentes de energías renovables, pero también, llevar a cabo actividades que van más allá del autoconsumo, como la participación en programas de flexibilidad o eficiencia energética. Por lo tanto, la electricidad producida, bien individualmente o colectivamente, puede ser inyectada a la red y a cambio, los autoconsumidores reciben una remuneración que refleje el valor del mercado. Sin embargo, esto no debe de representarse como actividad comercial o profesional. Esta participación activa en los mercados energéticos se ve promovida por la facilidad de los acuerdos de power-purchase agreements (PPAs), peer-to-peer tráfico y esquemas de demanda-respuesta.

Además, las nuevas disposiciones tienen como propósito derrumbar las barreras relacionadas con la gran cantidad de trámites administrativos y procedimientos desproporcionados que los autoconsumidores sufren, especialmente para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia. Por ejemplo, autoconsumidores en posesión de facilidades de almacenamiento energético tienen el derecho a una conexión a red en un tiempo razonable.

Las disposiciones relacionadas con la red

El cambio de un modelo energético centralizado a un nuevo modelo distribuido, implica muchos desafíos para la red eléctrica y para garantizar la sostenibilidad y la seguridad de suministro en la operación de la misma. La gran mayoría de las instalaciones de producción con fuentes de energía renovables, incluida la electricidad producida por los autoconsumidores, están conectadas a un nivel de voltaje medio y bajo y operadas por los distribuidores. Así, la UE ha asignado nuevas funciones y responsabilidades a los distribuidores que se convertirán en "facilitadores neutrales del mercado" y deberán llevar a cabo una gestión más activa del sistema, pero sin interferir en los mercados existentes y en su funcionamiento. Esto se refleja en el nuevo marco regulatorio de la UE para distribuidores, diseñado para incentivar el desarrollo adicional de redes "inteligentes, flexibles y digitalizadas", requisito indispensable para conectar e integrar el autoconsumo. Esto implica, en particular para la electricidad intermitente, el uso de flexibilidad para cambiar las cargas y hacer coincidir la generación y la demanda (las redes de electricidad deben estar en equilibrio en todo momento), el acceso a las instalaciones de almacenamiento, las reglas para la gestión de la congestión (en momentos con mucho sol o viento), el intercambio de datos y los modelos de gestión, el mayor despliegue de medidores inteligentes y una mejor cooperación entre los operadores de sistemas de transmisión (TSO, redes de alta tensión y larga distancia operativas) y distribuidores, así como la interacción con las partes del mercado.

Así, la UE está tratando de establecer un equilibrio justo entre el cliente y las necesidades del sistema eléctrico, que los Estados miembros ahora deberán reflejar al implementar el paquete "Energía limpia para todos los europeos" en sus legislaciones nacionales.

2.2 Marco energético normativo español. Novedades en la legislación sobre autoconsumo.

El camino hacia la transición energética en España en los últimos años se ha visto truncado como consecuencia de un marco normativo energético que no fomentaba el desarrollo de las energías renovables y muy en especial, de la energía solar fotovoltaica, con medidas como el conocido "impuesto al sol", que aplicaba un impuesto a la energía autoconsumida, así como una larga lista de procedimientos administrativos muy tediosos y complicados. Sin embargo, 2018 ha supuesto un punto de inflexión en el camino hacia la transición energética, como consecuencia del

cambio de Gobierno de ese mismo año, que ha cambiado radicalmente la postura institucional acerca de la política energética, y por ende, del autoconsumo, y ha creado unos objetivos definidos en el horizonte de 2030 para aumentar la generación renovable en el mix energético y reducir las emisiones de CO₂.

El primer ejemplo de este impulso legislador fue el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (RD-Ley 15/2018). Este Real Decreto-ley introdujo una batería de medidas principalmente para el fomento del autoconsumo, medidas de protección a los consumidores como la ampliación del bono social eléctrico y un nuevo bono social térmico y algunas medidas con afección al desarrollo de proyectos renovables, relacionadas principalmente con los permisos de acceso y conexión.

El nuevo RD-Ley asumió el contenido de la Proposición de Ley presentada por la mayoría de los grupos políticos del Congreso a este respecto, destacando el autoconsumo eléctrico renovable como *“un elemento imprescindible para lograr que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y barata.”*

El objetivo principal del documento legislativo era eliminar las barreras regulatorias que han impedido el desarrollo del autoconsumo en España basando sus disposiciones en los siguientes tres principios fundamentales:

- Derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos. Así, se exime a la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos de todo tipo de cargos y peajes.
- Derecho al autoconsumo compartido
- Simplificación administrativa y técnica, relajando las condiciones de acceso y conexión para instalaciones de autoconsumo sin o con excedentes de pequeña potencia (menores de 15 kW)

En primer lugar, el RD-Ley 15/2018 modificó la definición de autoconsumo incluida en la Ley 24/2013 modificando las modalidades aplicables y reduciéndolas a:

- a) Autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
- b) Autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Este tipo de autoconsumo se subdivide a su vez en dos tipos:

b.1) autoconsumo con compensación simplificada de excedentes: Se abre a desarrollo reglamentario la elaboración de un mecanismo de compensación simplificada de excedentes para instalaciones de producción no superiores a 100 kW, por el cual el valor de la energía en el momento en el que se vierte a la red se descuenta de la energía consumida a final de mes (“factura neta” o *net-billing*, con un mes de margen).

b.2) autoconsumo con excedentes, venta en mercado eléctrico: el autoconsumidor obtendrá una retribución económica por la venta de los mismos al mercado, en la subasta eléctrica.

El RD-Ley además incluye la necesaria creación de un Registro de Autoconsumo y elimina la obligatoriedad de que la instalación de generación tiene que tener una potencia menor o igual a la potencia contratada, medida que favorecerá el incremento de la potencia instalada fotovoltaica.

Con el objetivo de complementar las medidas introducidas y fomentar el desarrollo del autoconsumo, se publicó el Real-Decreto 244/2019 (RD 244/2019), de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. El objeto de este Real Decreto (RD) es desarrollar en detalle las tipologías que se habían establecido en el RD-Ley, así como definir los conceptos de instalaciones próximas de autoconsumo, desarrollar el autoconsumo colectivo e individual, determinar la liquidación y el tratamiento de los excedentes, así como establecer un sistema de inscripciones y de comunicaciones sobre las instalaciones de autoconsumo.

En concreto, el RD 244 abre nuevas opciones de instalaciones de autoconsumo, de manera que las instalaciones antes definidas puedan además ser individuales o colectivas, y de red interior o a través de red. Esta última opción implica que la instalación de generación no tiene que encontrarse en el mismo espacio físico que la de consumo, sino que pueden estar conectadas a través de red, siempre y cuando se cumplan una serie de restricciones. Todas las tipologías de autoconsumo, sin y con excedentes, pueden ser individuales, colectivas y de red interior, excepto para el caso de las instalaciones a través de red, que sólo pueden ser instalaciones de autoconsumo con excedentes de venta a mercado. El siguiente cuadro resume estos conceptos y los relaciona:

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo $< 500\text{ m}$, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.

Tabla 1: Resumen modalidades de autoconsumo. Fuente: guía de tramitación administrativa del IDAE, 2019

Estos documentos legislativos han supuesto el primer paso para el verdadero desarrollo del autoconsumo, viéndose disparado el mercado del autoconsumo desde el último trimestre del 2018.

Continuando con las novedades legislativas, en febrero de 2019 se publicó el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que fue enviado a la Comisión Europea para revisión y que será devuelto antes del 31 de diciembre de 2019, publicándose la versión definitiva. Este borrador presentaba un escenario objetivo a 2030, que incluía la participación de energías renovables en el escenario objetivo en un 74% en el sector eléctrico y del 42% en energía final, con un objetivo de instalación de 57 GW a 2030, y con un valor de eficiencia energética que alcance el 39,6%. En lo que se refiere a la fotovoltaica se establece como objetivo 37 GW de potencia instalada en 2030, lo que significaría alrededor de 3 GW de capacidad fotovoltaica instalados al año en el marco de un desarrollo estable y continuo de la potencia instalada.

Para facilitar tal despliegue de renovables, el PNIEC *“contempla las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías”*. Para ello, el plan indica que el Gobierno establecerá un calendario plurianual de subastas en el que, salvo cambio en las condiciones de mercado, el producto a subastar será la energía eléctrica a generar y la variable sobre la que se ofertará será el precio de dicha energía. Este mecanismo de subastas podrá distinguir entre tecnologías en función de: características técnicas, capacidad de garantizar potencia firme, localización, madurez tecnológica y otros.

En enero de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009. En este RD-Ley se regulan las nuevas funciones de la CNMC y modifica algunos de los artículos de la Ley 24/2013 del sector eléctrico. De esta forma, con la publicación de dicho documento se dividen las competencias en términos de política energética entre la CNMC y el Ministerio de Transición ecológica, quedando la realización de la regulación sobre acceso y conexión a la red a manos de la CNMC.

Así, tras el desarrollo del marco normativo para autoconsumo, así como de los objetivos fijado del borrador del PNIEC, la CNMC (Comisión Nacional de Mercados y Competencia) publicó la propuesta de acceso y conexión, con el objetivo de establecer

el procedimiento que regula la obtención del acceso y la conexión, para las redes de transporte (RdT) y las redes de distribución (RdD), reduciendo la dispersión normativa y proporcionando una guía clara de los pasos a seguir para la obtención de los mismos. Con esto, se pretende resolver el gran aluvión de permisos de acceso y conexión actualmente en trámite, simplificando y acelerando los trámites para la obtención de los mismos.

Al tratarse de una propuesta dicho documento y sus artículos no se encuentran todavía vigentes. Una vez se publique el documento definitivo, dicha circular sustituirá algunos de los procedimientos descritos en los RD 1699/2011 y 1955/2000.

A continuación, y a modo de resumen, se mencionan los documentos legislativos vigentes actualmente:

1. Ley 24/2013 del sector eléctrico. Algunos artículos de dicha Ley se han visto modificados por el RD-Ley 15/18, especialmente el artículo 9.3, Autoconsumo de energía eléctrica.
2. RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
3. RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
4. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
5. RD-Ley 15/2018 (ya mencionada)
6. RD 244/2019 (ya mencionada)
7. RD-Ley 1/2019 (ya mencionada)

2.3 Descripción del sistema de redes en España

El funcionamiento del sistema eléctrico español, así como los principales actores que lo conforman y sus funciones, viene definido por la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Este documento tiene como finalidad básica “establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental”.

Así, esta ley define como actividades destinadas al suministro de energía eléctrica la generación, el transporte y la distribución, así como la comercialización de la energía y la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Principales actores del sistema eléctrico español

Los sujetos que desarrollan estas actividades vienen definidos en el artículo 6 de dicha Ley:

1. Los **productores** de energía eléctrica, que son 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. Forman parte de la instalación sus infraestructuras de evacuación, es decir, incluyendo la conexión con la red y el transformador. Todas las instalaciones de producción, para poder participar en el mercado de producción de energía, deberán de estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE). En este registro, se incluirán las características de las instalaciones, así como su potencia. Así, aquellas instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación, tendrán que registrarse también en este registro, además del propio de autoconsumo.
2. El **operador del mercado**, que es aquella sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. Así, recibirá ofertas de venta para cada periodo, así como de adquisición de energía, realizando la casación de ambas ofertas, partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada periodo de programación. Como resultado de estas casaciones en el mercado diario de energía, se determinan los distintos precios de la energía para cada periodo, y se procede a la liquidación y a la comunicación de los pagos y cobros.
3. El **operador del sistema**, que es el gestor de la red de transporte, tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Así, deberá impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, programando el funcionamiento de las instalaciones de producción en función del sistema de casación de las ofertas por el operador del mercado, prever y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad, así como la demanda de energía eléctrica a corto y medio plazo, coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte y establecer y controlar las medidas de fiabilidad

del sistema de producción y transporte, entre otras cosas. En España esta función la realiza Red Eléctrica de España (REE).

La creación del Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica es imprescindible para el operador del sistema y el operador del mercado, lo que les permite conocer la posible incidencia de estas instalaciones al sistema.

4. El **transportista**, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Además, el transportista cumplirá con las instrucciones dadas por el operador del sistema para la operación de la red de transporte y concederá los permisos de conexión a la misma.
5. Los **distribuidores**, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, cuya función es la distribución de energía eléctrica. Deberán de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y analizarán las solicitudes de conexión a su red, otorgando o negando el acceso a la misma. En este sentido, los distribuidores deberán de atender a todas las solicitudes en condiciones de igualdad. Además, y como gestores de la red de distribución, deberán coordinar con los gestores de las redes colindantes, las actuaciones de maniobra y mantenimiento, garantizando el funcionamiento eficiente y seguro, y proceder a la lectura de la energía que circula por los puntos frontera.
6. Los **comercializadores**, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley.
Hay dos tipos de comercializadoras, las comercializadoras de mercado libre, que ofertan y negocian el precio de la energía que suministran, y las de referencia, que lo ofertan al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). Dependiendo de la comercializadora que el consumidor asociado tenga, el mecanismo de compensación simplificada en el autoconsumo será diferente.
7. Los **consumidores**, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos. Aquellos consumidores que adquieran energía

directamente en el mercado de producción se denominarán **Consumidores Directos en Mercado**.

Las actividades que desarrolla el operador del sistema, el operador del mercado, los distribuidores y el transportista son actividades reguladas por la Ley del Sector Eléctrico 24/2013. La comercialización se ejercerá libremente, con algunos de los términos que se establecen en la Ley ya mencionada.

Para el caso del autoconsumo, estas definiciones se aplican en función del tipo o de la modalidad de autoconsumo a la que se acojan:

8. El **consumidor asociado**: consumidor con punto de suministro que tiene asociadas instalaciones de red interior o a través de red, además de individual o colectivo.
9. **Productor asociado**: Esta figura únicamente existe en las instalaciones de autoconsumo con excedentes, que será uno de los consumidores asociados u otra persona, es decir, no tiene por qué coincidir con el consumidor asociado. En el caso de las instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, será el que aparezca en el RAIPRE y será el que pueda realizar la venta de los excedentes en el mercado.
10. **Titular de instalación de generación en autoconsumo**: Titular que aparezca en el Registro de autoconsumo. Este será el consumidor, en el caso de autoconsumo sin excedentes, y el productor, para el caso de autoconsumo con excedentes. Para el caso de un autoconsumo colectivo, la titularidad se reparte entre los integrantes.
11. **Propietario de la instalación de autoconsumo**: Para cualquier modalidad, puede ser una persona diferente que el consumidor y el productor, pudiendo ser una empresa de servicios energéticos, como ejemplo.

Mercado de producción de energía eléctrica

Se entiende como mercado de producción de energía eléctrica aquel en el que se producen todas las actividades de compra y venta de energía, y otras relacionadas con el suministro de energía eléctrica. Este se estructura en mercado a plazo, mercado diario, mercado intradiario y servicios de ajuste y balance.

La estructura del mercado es marginalista, es decir, los productores realizarán ofertas económicas de venta de energía de cada una de las instalaciones de las que sean

titulares, que enviarán al operador del mercado, por cada hora del día siguiente. A su vez, las comercializadoras o los Consumidores Directos tendrán que realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica para el suministro de sus clientes. Así, el operador del mercado coloca las ofertas comenzando por las más baratas hasta igualar la demanda de energía de ese periodo. Al ser ofertas para el día siguiente, se basan en previsiones de oferta y de demanda. El precio de mercado horario es el cruce entre la oferta y la demanda.

La energía eléctrica generada a través de tecnología renovable tiene prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado de producción y tendrán prioridad de acceso y conexión a la red.

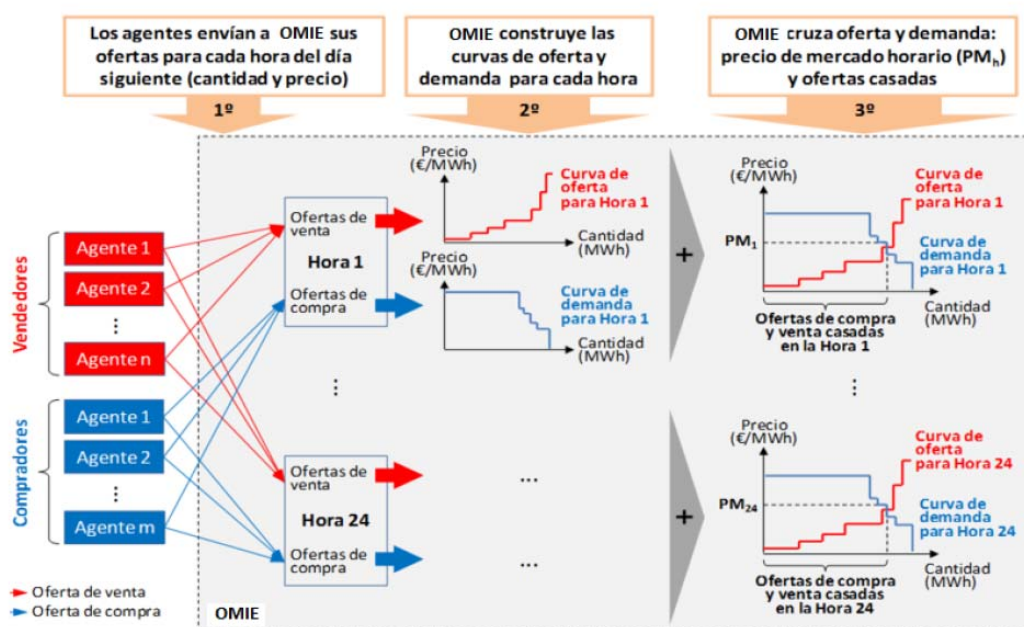


Figura 1: Representación del funcionamiento del mercado eléctrico. Fuente: OMIE.

El almacenamiento es una pieza clave en la transición energética y, especialmente con la introducción masiva de energías renovables, evitando las grandes fluctuaciones de precios, permitiendo que los autoconsumidores puedan comprar y vender cuando la energía se encuentre más barata y más cara respectivamente, reduciendo los picos de demanda y otorgando flexibilidad al sistema.

Ante señales de precio para la compra de electricidad atractivas debido a la introducción de renovables, se espera que el propio mercado adapte sus precios de forma dinámica, bien modificando hábitos de consumo (p.e. con la gestión activa de la demanda), la electrificación de las necesidades térmicas (calor y frío), etc. De esta

forma, la reducción de precios en determinadas horas no será tan acentuada como podría parecer a priori, ya que esos mismos precios bajos harán desplazarse la curva de demanda a esas horas, provocando de esa forma el efecto contrario.

Por otra parte, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, la mencionada Ley especifica qué se considera costes e ingresos del sistema eléctrico.

Así, serán costes del sistema, financiados mediante los ingresos:

- a) **Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución**, que serán financiados por los productores y los consumidores. La metodología de cálculo de los mismos será determinada por la Comisión de los Mercados y la Competencia.
- b) **Los cargos**, que comprenden entre otros el pago del déficit de tarifa, el régimen retributivo específico y el coste de los sistemas eléctricos no peninsulares, y que serán determinados por el Gobierno.

La diferenciación en el establecimiento de las metodologías de cálculo de los peajes y de los cargos se introdujeron en el RDL 1/2019 mencionado en el punto anterior. Los cargos y los peajes serán recaudados por las empresas distribuidoras o por el operador del sistema. Las comercializadoras deberán desglosar los pagos por peajes y por cargos en la factura de la luz de los consumidores.

3 IMPLICACIONES CLAVE DEL CONCEPTO DESARROLLADO EN EL PROYECTO PVP4GRID PARA LAS REDES

En el marco del proyecto PVP4GRID se han desarrollado diferentes modelos de autoconsumo en función del número de autoconsumidores (individual, colectivo), de si existe acceso a la red de distribución o es solo red interior, si se comparte o no la energía producida entre varios autoconsumidores; en términos geográficos, si el físico o virtual, etc. Estos conceptos tienen diferente aplicación y consecuencias en función del país en el que se desarrollen, principalmente por factores como el precio de la energía o la regulación, muy dependientes de cada país.

Por otra parte, se espera que con la implementación del paquete de medidas *Clean Energy for All in Europe*, se produzcan grandes cambios en el diseño del mercado eléctrico, que pueden conllevar la aparición de nuevos conceptos de autoconsumo y las ya incipientes *Energy communities* o comunidades energéticas. En este escenario, la energía solar fotovoltaica es una de las principales tecnologías de generación que entra en la ecuación de cualquier nuevo diseño del sistema energético de un país, y por tanto, requiere de un análisis más pormenorizado en cuanto a las implicaciones que puede tener desde el punto de vista técnico y económico para la población.

En este capítulo, se presentan las principales conclusiones del análisis cuantitativo realizado por la Technical University of Wien, mediante simulación (con datos sintéticos en el software HERO^{community}) y posteriormente con contraste (datos medidos o datos de casos reales) de asociados a las *energy communities*, como autoconsumo, gestión de la demanda, introducción del vehículo eléctrico, electrificación de los consumos energéticos en los edificios.

Los resultados tratan de dar luz, caso a caso, país a país, de las claves que influirán en el éxito de las *energy communities*, qué parámetros las acelerarán y cuáles serán un obstáculo.

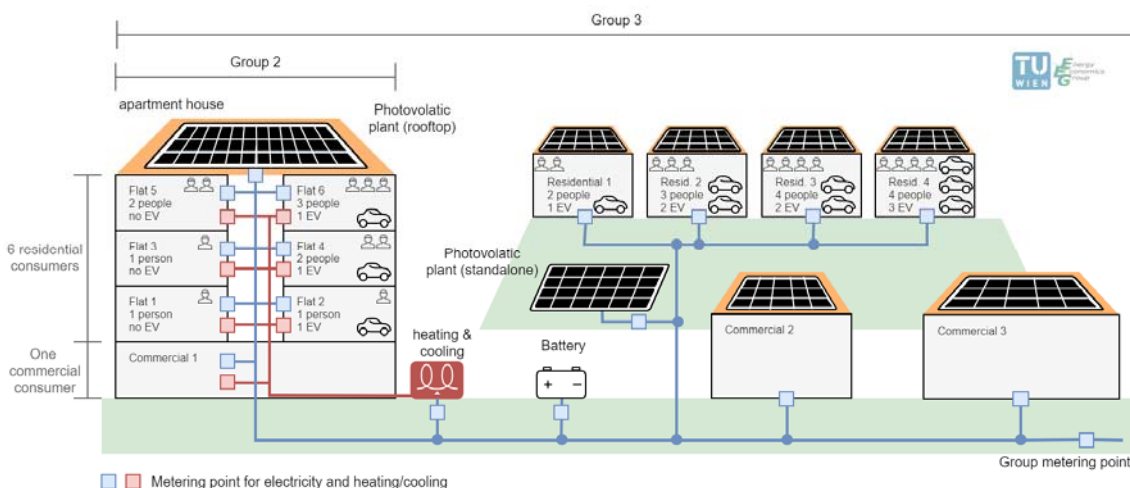


Figura 2: Concepto de Energy community considerado en PVP4GRID. Fuente PVP4GRID.

Los escenarios contemplan diferentes estrategias de inversión y operación.

Para la inversión, se han considerado tres escenarios:

- (1) **Consumo de red.** No hay inversiones ni en fotovoltaica ni en baterías. La demanda de energía se satisface desde la red.
- (2) **No comunitario.** Son posibles inversiones en fotovoltaica y/o en baterías. No se permite compartir energía.
- (3) **Comunitario.** Son posibles inversiones en fotovoltaica y/o en baterías y se permite compartir energía.

Para la demanda, se han considerado dos casos de estudio:

- (1) **Caso base:** Refleja la era de los combustibles fósiles. La calefacción, el agua caliente sanitaria y el transporte individual se basa en combustibles fósiles.
- (2) **Escenario Futuro:** aumenta la demanda de energía eléctrica gracias al *sector coupling* (p.e. electrificación de consumos térmicos). La calefacción, el agua caliente sanitaria y el transporte individual se alimentan con electricidad.

Con estas premisas, y teniendo en cuenta los costes de la energía en España (términos fijos y variables en la factura eléctrica), la radiación solar anual existente (Madrid), se han simulado diferentes escenarios de inversión, tanto para el caso base como para el caso futuro. El ejercicio de simulación ha consistido en la optimización, desde el punto de vista económico, de las inversiones realizadas para un caso de comunidad energética como el mostrado en la Figura 2.

Conclusiones para el caso español

Fruto de los resultados de las simulaciones para el caso español (simulaciones en Madrid), aplicadas al concepto europeo de comunidad energética, se han extraído las siguientes conclusiones:

- La implementación del concepto de comunidad energética, en términos generales, hace que la energía solar fotovoltaica sea más rentable para los usuarios que invierten en ella, reduciendo además la necesidad de ayudas (por kWh producido, por kW instalado...). En términos de costes totales, el uso de fotovoltaica y almacenamiento, tanto en la modalidad individual como de autoconsumo compartido, supone un ahorro para los miembros de la comunidad, produciéndose un desplazamiento de gastos de operación (OPEX, mayormente compra de energía) a gastos de inversión (CAPEX, en fotovoltaica y baterías).
- Por su parte, el mercado para los sistemas fotovoltaicos sería mayor en escenarios de autoconsumo individual y compartido, no habiendo mucha diferencia entre ambos. Por su parte, si el análisis se centra en la capacidad instalada de baterías, está sería mucho mayor en un escenario de autoconsumo compartido que en autoconsumo individual, debido a la capacidad de aprovechar los excedentes de electricidad que ofrece el almacenamiento.
- Tanto en el escenario de comunidad y de no comunidad, se produce un achatamiento de la potencia demandada respecto del caso de consumo de la red, como consecuencia de la introducción de la fotovoltaica y aumenta la parte negativa de la curva, correspondiente a un aumento de la potencia instantánea excedentaria. En el caso del escenario de Comunidad, se produce un achatamiento al final de la curva que corresponde a medidas de flexibilidad de la demanda y de recortes (curtailments), especialmente importantes en el escenario futuro.

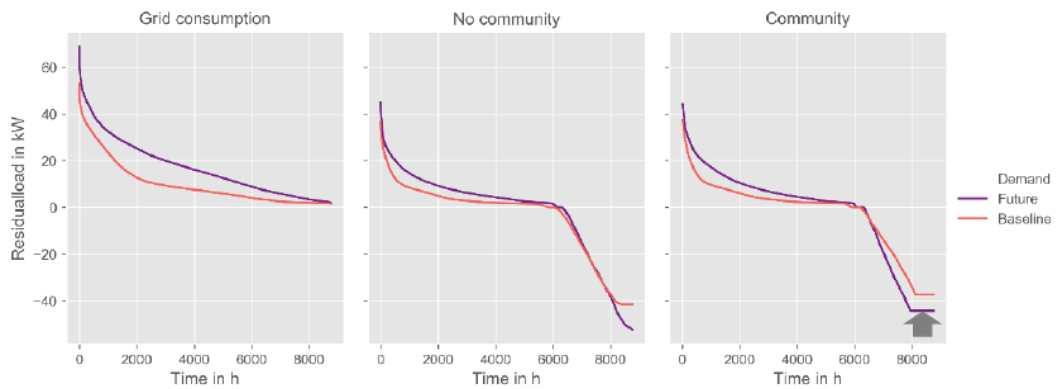


Figura 3: Curva de potencia demandada anual ordenada por horas para los tres escenarios de inversión considerados (compra de red, FV y almacenamiento sin compartir, FV y almacenamiento compartidos). Fuente: elaboración propia.

- Las viviendas que no tienen acceso a la energía solar fotovoltaica (por ejemplo, por limitación del espacio de cubierta disponible o por restricciones del propio edificio) tienen la oportunidad de ser parte de la comunidad energética, y por tanto, beneficiarse de la producción de origen renovable.
- Otra conclusión pasa por la necesidad de incentivar el comportamiento “amigable” de la red por medio del diseño de la tarifa eléctrica, teniendo en cuenta la relación entre término de potencia y término de energía. Con el objetivo de redefinir la tarifa eléctrica, y jugando con el término de potencia, se puede reducir la potencia pico del excedente de energía que se vierte en la red, de origen fotovoltaico.
- Mientras que el coste energético en electricidad para las comunidades energéticas se reduce debido a que se disminuye la compra de electricidad de la red, los ingresos para los DSO (distribuidoras) disminuyen en consecuencia, lo que lleva ineludiblemente a una discusión sobre el diseño de la tarifa, peajes y cargos de red.

4 BENEFICIOS CLAVE Y DESAFÍOS DESDE LA PERSPECTIVA DE LAS REDES

Con el objetivo de dar a conocer los conceptos de autoconsumo trabajados en el seno del proyecto PVP4Grid, así como los nuevos modelos analizados y simulados, el 19 de septiembre de 2019 se organizó un workshop que contó con unas 50 personas, dentro de las que se incluía distribuidores, instaladores, administración pública, comercializadoras, promotores y despachos de abogados.

El workshop se dividió en dos partes:

- Una primera parte, en la que se situó el marco en el que se desarrolla el autoconsumo en España. Para lo cual, se realizó un repaso del marco normativo europeo, por parte de UNEF, y del marco español, por parte del IDAE (Instituto de Diversificación de Ahorro Energético) sobre el nuevo RD 244/2019 que explica las condiciones técnicas, administrativas y económicas de las nuevas modalidades de autoconsumo. Además, se explicó el funcionamiento del mercado eléctrico y de la posible participación por parte de los autoconsumidores, a través de la presentación realizada por la comercializadora Nexus Energía.
- Una segunda parte en la que se pretendía explicar los resultados obtenidos por la Universidad de Viena a través de las simulaciones realizadas con los conceptos de autoconsumo introducidos en el proyecto. En este sentido, fue Tecnalía, socio del proyecto PVP4Grid, la responsable de presentar los resultados de las simulaciones realizadas. Esta primera parte finalizó con dos ponencias sobre las implicaciones y los desafíos a los que se enfrentan las distribuidoras con el desarrollo del autoconsumo, realizadas por Iberdrola Distribución y Endesa Distribución.

HORA	TEMA	PONENTE
10h00	Bienvenida y orden del día	UNEF
Parte 1: Aspectos regulatorios y jurídicos		
10h15	Nueva legislación energética europea Presentación de aspectos clave relevantes de la nueva legislación europea más allá de 2020, con atención especial al autoconsumo y al desarrollo de la red.	UNEF
10h45	Mercado eléctrico Breve radiografía del mercado eléctrico y de la participación en el mismo de los autoconsumidores	María Mura-Nexus Energía
11h15	Marco regulatorio Español Situación legislativa del autoconsumo y del desarrollo de la red.	Carlos Montoya- jefe del departamento solar- IDAE
11h45	Conclusiones de la primera parte y preguntas	UNEF
12h00	Coffee break	
Parte II: aspectos técnicos y económicos		
12h15	Mensajes clave de las simulaciones realizadas en PVP4Grid desde la perspectiva de la red	TECNALIA
12h45	Principales desafíos para el desarrollo de autoconsumo <ul style="list-style-type: none"> - Desafíos relacionados con la conexión a la red - Autoconsumo colectivo - Tarifa eléctrica 	Ignacio Castrillón-Iberdrola i-DE redes eléctricas inteligentes Rafael Castaño Leal- responsable de Ingeniería y Construcción de Redes
13h15	Resumen de los resultados del workshop	UNEF
14h00	Fin del workshop	

Figura 4: Agenda del workshop PVP4Grid celebrado el 19 de septiembre en Madrid.



Figura 5: Café networking durante el workshop.

En este sentido, se enumeran a continuación las implicaciones, beneficios y desafíos que se discutieron durante el workshop, dividido por temas:

Marco normativo:

Se comienza con un breve resumen del Clean Energy Package for All Europeans y de las Directivas que incluye, especialmente aquellas relacionadas con el AC. Se explica durante el workshop que dichas Directivas, obligan a los Estados Miembros a tomar medidas relacionadas con el autoconsumo y se defiende el derecho de los consumidores a autoconsumir colectivamente. Además, se incluye la importancia de la creación de comunidades energéticas. Esto implica de facto un blindaje ante el color del partido que esté en el Gobierno, de forma que, a pesar de que se produzcan diversos cambios en el Gobierno, o ante una situación de inestabilidad política como la que se vive en 2019, existe la obligación de cumplir con lo regulado por la UE.

La sensación que se transmitió por parte de los agentes presentes durante el workshop es que dichos documentos legislativos han supuesto un punto de inflexión para el desarrollo de la generación distribuida en España. De hecho, algunos instaladores nos han trasladado que en los primeros meses de 2019 superaron las

proyecciones de instalaciones de AC a realizar planteadas para todo el año. De manera general, la opinión generalizada sobre el AC entre la ciudadanía ha cambiado, de manera que muchos consumidores son ahora conscientes de que tienen posibilidad de realizar autoconsumo en sus viviendas y que no está penalizado.



Figura 6: Presentación realizada por UNEF sobre el marco normativo europeo sobre autoconsumo

Sin embargo, se comenta durante el workshop que todavía no se han desarrollado todos los mecanismos necesarios para el completo desarrollo del autoconsumo y que se explicaban en el propio RD 244/2019. En este sentido, faltan por desarrollarse los protocolos de comunicación, que determinarán cómo debe de realizarse la transmisión de información o entre los distribuidores, comercializadores y CC.AA., imprescindibles para el establecimiento del mecanismo de compensación simplificada y el autoconsumo colectivo. Además, es necesario desarrollar de forma estatal el Registro administrativo de autoconsumo, que necesitará a su vez de la realización de un registro autonómico de autoconsumo y de los protocolos de comunicación. Así, la mayor parte de las empresas instaladoras comentan que la mayor parte de las instalaciones de AC realizadas hasta la fecha son instalaciones de AC sin excedentes.

Se pone de manifiesto el problema que supone la falta de homogeneización de la tramitación administrativa por parte de los ayuntamientos, de manera que algunos piden únicamente una declaración responsable como licencia de obras, mientras que otros un estudio arquitectónico que puede retrasar varias semanas la realización de proyectos pequeños de AC.

En términos del AC colectivo, el RD 244/2019 incluye unos coeficientes fijos que determinan cómo deben dividirse la energía generada entre los autoconsumidores participantes. Sin embargo, el mismo documento establece que el Ministerio de Transición Ecológica podrá realizar una nueva metodología para que los coeficientes fijos pasen a ser dinámicos. Dichos coeficientes dinámicos no se han establecido todavía y aparentemente no hay fecha fijada para ello. Sin embargo, se trata de una medida muy demandada por el sector y considerada necesaria para el completo desarrollo del autoconsumo colectivo.

Además, se comentó que todavía existen muchas dudas sobre cómo se desarrollarán técnicamente algunas de las tipologías de autoconsumo, como, por ejemplo, autoconsumo colectivo SIN excedentes, pero acogido a compensación. Este último caso es una tipología de autoconsumo viable y que se menciona en el propio RD 244/2019, que se trata de un autoconsumo colectivo con un sistema antivertido que impide la inyección de los excedentes a la red, pero en la que los consumidores que forman parte de la instalación, puedan dar los excedentes, a otro consumidor que forme parte de la misma red interior, compensándose así de forma interna los excedentes.

Se puso de énfasis entre los asistentes que, además de la gestión de la producción, es imprescindible no olvidar la importancia de la gestión de la demanda para la transición energética, así como para la consecución de los objetivos de eficiencia energética propuestos en el PNIEC. En este sentido, se comenta que es necesario desarrollar normativa que regule figuras como los agregadores de demanda, así como los mercados locales de electricidad.

Respecto del funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, surgió entre los asistentes algunas dudas relacionadas con su funcionamiento, la volatilidad de los precios, así como dudas sobre el tratamiento en el futuro de los “*curtailment*” o aquellos vertidos que no puedan inyectarse en la red por la pérdida de la prioridad de acceso de las renovables, y de su posible afección en el mercado y en la rentabilidad de las inversiones ya ejecutadas en plantas fotovoltaicas.

Redes:

Durante el workshop, las distribuidoras que formaron parte de la jornada pusieron de manifiesto la importancia de la red como elemento clave para el desarrollo de la generación distribuida, teniendo un papel neutral en el desarrollo del Autoconsumo y garantizando la seguridad de la red y de los usuarios. Comentaron que, la introducción del Autoconsumo implica que el esquema básico de las obligaciones de las distribuidoras se tenga que actualizar, siendo necesaria la continua comunicación con las Administraciones.

Los desafíos a los que se enfrentan las redes están relacionados no solo con la introducción de nuevos recursos distribuidos y la aparición de flujos bidireccionales de energía, sino también con la introducción de nuevos agentes como el vehículo eléctrico, las baterías o la participación activa de la demanda. Así, se pone de manifiesto la importancia de la obtención y del tratamiento de datos, necesitando de una monitorización y gestión de la red de baja tensión BT mucho más completa y activa.

En este sentido, se explicaron algunas de las complicaciones que estos agentes están encontrando, especialmente en relación al mecanismo de compensación simplificada y su aplicación en el periodo de transición, hasta que se publiquen los protocolos de comunicación. Además, comentan que existen algunas asimetrías entre las exigencias, siendo necesario revisar toda la normativa de acceso y conexión, en especial en lo relacionado con los contratos técnicos de acceso.

Las distribuidoras comentan que han realizado propuestas para facilitar el acceso y la conexión de las tecnologías fotovoltaicas, introduciendo los conceptos de capacidad variable y conexiones flexibles e intentando realizar estudios conjuntos de solicitudes de acceso y conexión. Además, comentan que la complicación en la predicción de la demanda, les plantea nuevos desafíos en cuanto a la planificación de la red.

Durante el workshop se presentaron algunos proyectos piloto en desarrollo por parte de las distribuidoras, con el objetivo de mejorar la operación de la red y de la digitalización de la misma, incluyendo asistentes virtuales, sistemas de telegestión que realizan un diagnóstico predictivo de averías o introduciendo fibra óptica y contadores inteligentes.

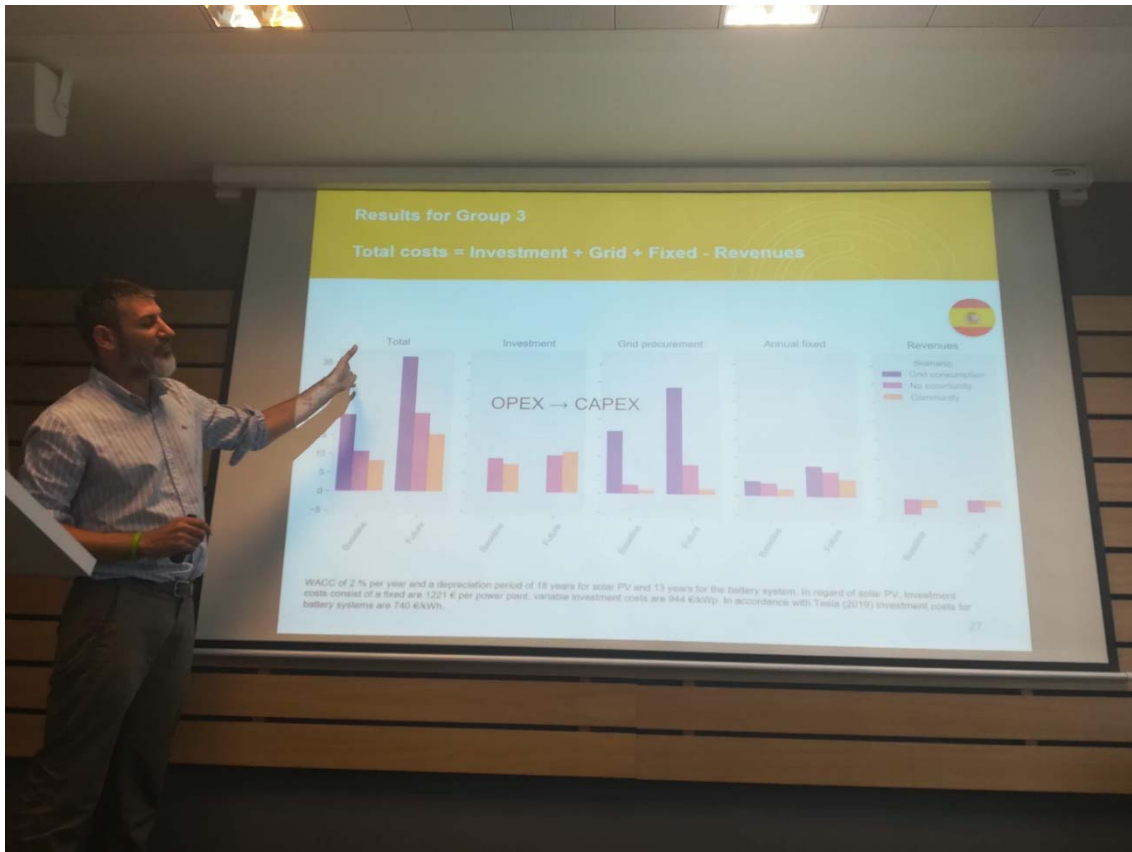


Figura 7: Presentación de las simulaciones obtenidos en el seno del proyecto PVP4Grid y realizados por la Universidad de Viena.

4.1 Comunidades energéticas en España

La transición energética ya ha comenzado en Europa y trae asociada la transformación del sistema eléctrico pasivo, de manera que los consumidores pasen a ser agentes activos en el mercado. Pero el empoderamiento del consumidor puede realizarse no sólo a nivel individual, sino de forma grupal, a través del autoconsumo colectivo como ya se ha mencionado, o de comunidades energéticas. Estas comunidades estarán formadas por personas físicas, cooperativas o entidades que generen, consuman, almacenen y gestionen la energía que producen a través de fuentes de energías renovables. Esta nueva configuración permitiría que los colectivos sean actores activos dentro de la cadena de valor de la energía y que los beneficios que obtengan de estas actividades sean utilizados con fines no lucrativos para la propia comunidad. Dichas comunidades podrían además tener una microgrid, i.e, una red paralela a la red de distribución pública, haciéndoles más independientes de la red eléctrica.

A pesar de que las comunidades energéticas han sido mencionadas en diversas directivas europeas, todavía no hay en España una regulación específica de las mismas.

El nuevo marco normativo que incluye la posibilidad de realizar autoconsumo colectivo y autoconsumo a través de red supone el primer paso para la realización de dichas comunidades energéticas. Con el objetivo de materializar y fomentar el desarrollo de las mismas, el IDAE ha creado un grupo de trabajo formado por los principales agentes del sector en esta materia, con el objetivo de analizar las posibilidades dentro de la propia normativa para la realización de las mismas. El resultado es una guía en la que se incluyen posibles definiciones, se explican los pasos a seguir para la realización de las mismas y se incluyen ejemplos prácticos de comunidades energéticas en otros países.

En este sentido, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables introduce en su artículo 2.16 la siguiente definición:

“comunidad de energías renovables”: una entidad jurídica: a) que, con arreglo al Derecho nacional aplicable, se base en la participación abierta y voluntaria, sea autónoma y esté efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya desarrollado; b) cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios; c) cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera, en lugar de ganancias financieras.”

Esta definición pone énfasis en el carácter no lucrativo de dichas comunidades energéticas, que buscan la obtención de beneficios económicos, ambientales o sociales para la propia comunidad.

Además, esta Directiva incluye que:

“Los Estados miembros garantizarán que las comunidades de energías renovables tengan derecho a:

a) producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable;

b) compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción propiedad de dicha comunidad de energías renovables, a condición de cumplir los otros requisitos establecidos en el presente artículo y a reserva de mantener los derechos y obligaciones de los miembros de la comunidad de energías renovables en tanto que consumidores;

c) acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria.”

Con el objetivo de materializar dichas comunidades energéticas, el fomento de las mismas por parte de las administraciones regionales, locales e incluso estatales es fundamental, apoyando en términos administrativos, pero también financieros a través de subvenciones.

Un ejemplo claro y muy sencillo de comunidad energética que podría aplicarse con el actual marco normativo sería el caso de una instalación fotovoltaica industrial localizada en un polígono de potencia mayor de 100 kWp. En este caso, en el que el % de energía autoconsumida sea bajo como consecuencia de que la producción no coincida con el consumo, podrían venderse los excedentes, siempre que estuvieran a menos de 500 m., a los vecinos o las edificaciones de los alrededores.

En la guía se han identificado potenciales creación de comunidades energéticas en los siguientes casos:

- comunidades establecidas en fincas de propiedad horizontal
- comunidades conformadas por usuarios conectados a una misma red de baja tensión
- comunidades ya existentes en otros ámbitos (de regantes, cooperativas vinícolas, etc.)
- núcleos de cohesión social
- clústeres de equipamientos públicos
- clústeres de empresas