

1. INTRODUCCIÓN

En el presente documento se recogen las conclusiones del trabajo realizado en la Mesa de Diálogo del Autoconsumo (en adelante, “la mesa de diálogo”) que ha sido organizada por la CNMC con la participación de diferentes agentes del sector eléctrico, al amparo del mandato recogido en la disposición adicional primera del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (“el Real decreto de autoconsumo”)¹.

Esta mesa de diálogo ha supuesto la oportunidad de reunir en un mismo foro a los principales actores que participan en la gestión del autoconsumo en España, para hacer un balance de las barreras que persisten en la actualidad, tras el impulso que la actividad de autoconsumo tomó a raíz de la publicación del Real decreto de autoconsumo, y de su normativa de desarrollo. La participación de todos estos agentes ha permitido poner en común posibles soluciones a las dificultades identificadas, y reflexionar sobre las medidas regulatorias necesarias para afrontar los importantes retos que el autoconsumo tiene por delante en nuestro país, como es el cumplimiento del borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 que establece como objetivo alcanzar en 2030 los 19 GW de autoconsumo fotovoltaico instalado.

¹ Disposición adicional primera del Real Decreto 244/2019. Mandatos al operador del sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

(...)

4. *Anualmente, antes del 1 de marzo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará al Ministerio para la Transición ecológica un informe anual, a efectos del seguimiento y aplicación de lo previsto en el presente real decreto y de la normativa de desarrollo que se apruebe, donde se realice un seguimiento del desarrollo de las distintas modalidades de autoconsumo, al igual que de la supervisión y control de sus impactos económicos.*
5. *Anualmente, antes del 1 de marzo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía un informe en el que se analizará el impacto de la supresión de las limitaciones a la gestión y venta de energía procedente las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable establecidas en el artículo 13.7. Si en dicho informe, se pusieran de manifiesto la existencia de problemas de competencia en el mercado, la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá imponer restricciones a la representación en el mercado para gestión y venta de energía procedente las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes.*

de medidas a través de su enlace con los concentradores secundarios de los distribuidores, atendiendo a las obligaciones de remisión de información recogidas en la disposición adicional segunda del Real decreto de autoconsumo (donde se establece que esta remisión se efectuará al menos con carácter trimestral por parte de los gestores de las redes) y en los procedimientos de operación del sistema³. Información que, por su parte, el OS debe remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) trimestralmente de manera agregada.

Las altas, bajas, modificaciones y correcciones de instalaciones acogidas a autoconsumo también deben ser informadas al OS.

En lo que respecta a la energía, REE tiene la información de la curva de carga horaria de los puntos frontera de consumidores tipo 1, 2, 3 y 5, así como la curva de carga horaria por código CIL de todos los puntos frontera de generación. El distribuidor debe notificar también las medidas horarias de las energías consumidas de la red y de las energías excedentarias de las agregaciones de los puntos frontera de consumidores tipo 4 y 5 y el acumulado mensual individualizado por CUPS de los puntos frontera de consumidores tipo 4 y 5.

Además, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto de autoconsumo, los gestores de las redes de transporte y distribución remiten anualmente a la DGPEM información agregada relativa a las instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes que gestionan: número de instalaciones, potencia instalada y energía vertida. Deben desagregar esta información por modalidad de autoconsumo, tecnología de generación, rango de potencia de instalada, provincia y nivel de tensión de la red a la que se conectan las instalaciones (según los rangos que se definen en dicha disposición adicional).

Respondiendo a la premisa recogida en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁴, de simplificar las configuraciones de medida de autoconsumo de manera que contengan los equipos de medida estrictamente necesarios para la correcta facturación, el artículo 10 del Real decreto de autoconsumo recoge la obligación de que el consumidor que realiza autoconsumo disponga de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera, pero no crea una obligación general de que todos los autoconsumos dispongan de un equipo para medir la energía horaria neta generada por la instalación de generación del autoconsumo. Así, el

³ P.O. 10.4 “Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones” y P.O. 10.11 “Tratamiento de intercambio de información entre el Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes”.

⁴ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

consumidor únicamente debe disponer adicionalmente de un contador de generación neta (o alternativamente un equipo que mida la generación bruta y un equipo que mida el consumo de los servicios auxiliares)⁵, cuando se cumple una de las siguientes condiciones:

- se realiza autoconsumo colectivo;
- la instalación de generación no está conectada a las instalaciones del consumidor a través de su red interior o de una línea directa;
- la tecnología de generación no es renovable, de cogeneración o residuos;
- no se dispone de un único contrato de suministro para el consumo y para los servicios auxiliares de la instalación de generación;
- la instalación de generación tiene una potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.

Conforme a esta regulación, gran parte de las instalaciones de autoconsumo en España únicamente disponen de medida de la energía intercambiada con la red en el punto frontera, por tratarse de instalaciones pequeñas de autoconsumo individual renovables conectadas a la red interior del consumidor. En todos estos casos, no es factible conocer la energía generada ni la energía autoconsumida por estas instalaciones y, por lo tanto, la demanda que se reduce en el sistema como consecuencia del autoconsumo.

Para estimar esta energía generada por instalaciones de autoconsumo de tecnología fotovoltaica que tienen el equipo de medida en el punto frontera, el OS multiplica la potencia de la instalación por un coeficiente horario, calculado sobre la base de la medida horaria disponible de otras instalaciones fotovoltaicas situadas en la misma ubicación geográfica.

Los agentes participantes en la mesa de diálogo consideran importante que, si la normativa se mantiene en estos términos, se desarrolle un criterio homogéneo para estimar la energía generada por las instalaciones de autoconsumo con equipo de medida en el punto frontera, para que el sector en su conjunto

⁵ Se permite también que aquellos consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes y no acogidos a compensación instalen un equipo de medida de generación neta y uno que registre la energía consumida total por el consumidor asociado, en vez de un equipo de medida de generación neta y punto frontera.

disponga de un único indicador. En esta línea, actualmente los distribuidores se encuentran trabajando en una metodología común de estimación.

Esta circunstancia de que la mayor parte de instalaciones no dispongan de medida directa de la energía generada, unida al hecho de que la normativa no contempla la recepción de telemidas en tiempo real para instalaciones de generación de menos de 1MW (0,5 MW en los territorios no peninsulares)⁶, dificulta a los gestores de las redes la visibilidad de la energía generada y autoconsumida por las instalaciones de autoconsumo. En este sentido, para el OS y para los gestores de red de distribución se revela necesario disponer de la información de las instalaciones de autoconsumo conectadas en el sistema para la programación de la generación en tiempo real de la red de transporte y distribución, la mejora de los modelos de previsión de demanda y la correcta dimensión de las reservas de generación necesarias para suplir los desvíos de la generación renovable y la demanda.

Con la finalidad de cubrir esta carencia de información, el OS ha remitido propuesta para desarrollar una plataforma que reciba la información agregada en tiempo real de la generación de las instalaciones de autoconsumo a partir de las plataformas de los fabricantes de inversores de estas instalaciones (información que se presenta actualmente a los consumidores a través de sus propias aplicaciones).

Con este objetivo, el OS propone definir un panel representativo de consumidores acogidos a autoconsumo y disponer de una información mínima agregada registrada de la energía generada, energía consumida y energía almacenada o vertida por las instalaciones de almacenamiento asociadas a estas instalaciones de autoconsumo, que permita inferir el comportamiento de la totalidad del autoconsumo a nivel nacional y en última instancia, incorporar dicha información en la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Estima el OS que esta información tiene incluso mayor relevancia en el caso de los sistemas de los territorios no peninsulares, dado su carácter de pequeño tamaño y en muchos casos aislado.

La metodología que está empleando el OS para estimar la energía generada por instalaciones de autoconsumo de tecnología fotovoltaica con medida en el punto frontera, basada en la observación de la medida horaria de instalaciones de

⁶ El Procedimiento de Operación 9.2 “Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema” establece requisitos de envío de telemidas de potencia en tiempo real para instalaciones de más de 1 MW (0,5 MW en los territorios no peninsulares), incluyendo a las instalaciones de generación asociada a autoconsumo.

generación de características técnicas similares y próximas geográficamente, aporta mayor precisión que la utilización de una curva de carga horaria tipo para instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, esta metodología no resulta replicable por los sujetos del sector eléctrico que no tienen acceso a los datos de medida y a las características de las instalaciones de generación. En este sentido, la publicación por parte del OS de la metodología y parámetros empleados para realizar la estimación podría aportar mayor visibilidad al conjunto del sector.

La convergencia de la metodología utilizada por el OS y la que se encuentran desarrollando los distribuidores permitiría reducir la incertidumbre sobre los datos obtenidos y aportar mayor fiabilidad a los estudios, análisis y previsiones que se realizan a partir de ellos.

Respecto a la definición de un panel de consumidores acogidos a autoconsumo y la recepción en tiempo real de sus datos de manera agregada en una plataforma, esto requeriría de un marco normativo similar al que posibilitó el desarrollo de proyectos anteriores como el proyecto PERFILA para la estimación del perfil de carga representativo de los consumidores tipo 5. En el caso del proyecto PERFILA, los distribuidores fueron los sujetos obligados a la remisión de los datos. Dado que, en esta ocasión, la información tendría que provenir de empresas instaladoras y fabricantes de inversores a los que no es posible imponer obligaciones, puesto que no son sujetos del sistema eléctrico incorporados como tales en la normativa sectorial, la creación de incentivos y alicientes que fomenten su participación voluntaria en el proyecto puede contribuir a garantizar que se disponga de una muestra suficientemente representativa.

En cuanto a cómo se realiza el intercambio de información entre distribuidores y OS en el SIMEL, en la actualidad los distribuidores informan al OS sobre las altas, bajas y modificaciones de las instalaciones de autoconsumo, una vez que se ha activado la modificación correspondiente en el contrato ATR del punto de suministro.

Para la mejora de sus modelos de previsión, puesto que actualmente existe un tiempo de desfase entre la activación del autoconsumo por parte del distribuidor y el momento en que la información se pone a disposición en el concentrador principal, el OS propuso una modificación en el PO 10.11, dentro del paquete de modificaciones de operación de medidas y liquidaciones para la adaptación al periodo de liquidación ISP15 y nuevas configuraciones de medida de

autoconsumo e hibridación⁷, para que el distribuidor comunique al OS cualquier modificación de la potencia instalada de la instalación de generación, o cualquier información estructural de instalaciones de autoconsumo cuya modificación del contrato de acceso sea realizada por el distribuidor a partir de la información recibida de las CCAA, *“tan pronto como se tenga constancia de ella, independientemente de si la modificación de la condición de autoconsumidor se encuentra activada o no en el contrato de acceso”*.

El riesgo asociado a esta operativa es que la información preliminar remitida por el distribuidor al OS sobre modificaciones de las instalaciones de autoconsumo no se materialice en un cambio real, por lo que esta medida exigiría un seguimiento pormenorizado por parte del OS para evitar distorsiones en los datos de seguimiento. Y, en cualquier caso, dicha información provisional sobre autoconsumos no activados, no debería ser tenida en cuenta como información estructural para el seguimiento del despliegue del autoconsumo, sino que debería limitarse a su consideración para modelos de previsión.

En cualquier caso, la CNMC tendrá oportunidad de valorar esta propuesta con mayor profundidad cuando el MITERD remita a este organismo la propuesta de modificación del PO 10.11 para informe.

Cabe señalar que la CNMC dispone de acceso a algunas fuentes de información adicionales sobre autoconsumo. El Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS), regulado en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, incorpora como información que debe figurar en esta base de datos que mantienen actualizada las distribuidoras y a la que tiene acceso la CNMC, la información sobre si el punto de suministro está acogido a la modalidad de autoconsumo y su modalidad.

Según el SIPS, en junio de 2024, 535.745 puntos de suministro están acogidos a alguna modalidad de autoconsumo. Esta fuente permite además analizar el reparto del autoconsumo por empresas comercializadora eléctrica con las que estos consumidores contratan su suministro de energía eléctrica. En concreto, se observa que 15 empresas comercializadoras tienen una cuota de mercado de suministro al autoconsumo por encima del 1%. De estas, los grupos

⁷ Estas propuestas de modificación de los procedimientos de operación están publicadas en:

<https://www.esios.ree.es/es/propuestas-de-procedimientos-de-operacion>

empresariales IBERDROLA, ENDESA y NATURGY reúnen un 58% de estas contrataciones, siendo IBERDROLA el grupo empresarial con mayor cuota (un 28%), seguido de ENDESA (con un 19,7%) y de NATURGY (10,5%). Para el conjunto de consumidores (incluyendo todos los que no están acogidos a ninguna modalidad de autoconsumo), las cuotas por puntos de suministro de estos tres grupos empresariales ascienden a un 33,5% en el caso de IBERDROLA, un 31,5% para el grupo ENDESA y un 14,6% para el grupo NATURGY, según esa misma fuente.

GRUPO EMPRESARIAL	Cuota puntos de suministro eléctricos con autoconsumo	Cuota puntos de suministro eléctrico total
IBERDROLA ESPAÑA S.A.U.	28,0%	33,5%
ENDESA, S.A.	19,7%	31,5%
NATURGY ENERGY GROUP, S.A.	10,5%	14,6%
REPSOL SA	6,1%	4,6%
TOTALENERGIES ELECTRICIDAD Y GAS ESPAÑA, S.A.U.	2,2%	3,5%
EDP ESPAÑA, S.A	0,4%	0,1%
RESTO	33,1%	12,3%
Total	100%	100%

Fuente: SIPS de junio de 2024

De acuerdo con estas cifras, se observa que las comercializadoras de menor tamaño tienen una participación más activa entre el colectivo de consumidores acogidos a autoconsumo, en términos relativos, que las empresas de mayor tamaño.

Por último, según el Panel de Hogares de la CNMC⁸ (encuesta realizada directamente a los hogares españoles con periodicidad semestral), un 6,3% de hogares en julio de 2023 disponía de una instalación de producción de energía eléctrica. De ese 6,3%, un 4,8% realiza autoconsumo en modalidad de consumo individual y 1,5% en modalidad de autoconsumo colectivo. En el caso de los autoconsumos individuales, casi el 21% de estos hogares disponía, además, de una batería de almacenamiento.

⁸ Panel de hogares de la CNMC: <https://data.cnmc.es/panel-de-hogares#136>

2.2 Seguimiento del despliegue del autoconsumo

Como ya se ha mencionado, los gestores de las redes de transporte y distribución remiten anualmente cifras agregadas que permiten el seguimiento del autoconsumo a la DGPEM de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real decreto de autoconsumo.

Por lo que respecta a la CNMC, a la vista de la información de la que dispone REE en el SIMEL, y en respuesta a la Resolución de fecha 10 de diciembre de 2020 de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance, el OS remite con carácter mensual información agregada de autoconsumo, siendo los últimos datos disponibles los correspondientes a abril 2024.

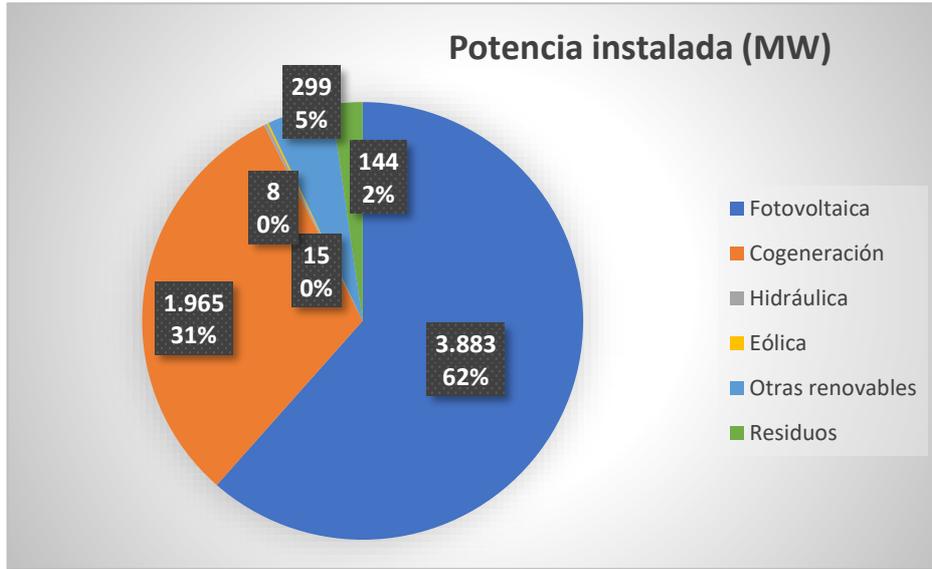
Según la información del SIMEL, la potencia total de autoconsumo instalada en España es de 6.314 MW, de los cuales:

- 3.883 MW son de tecnología fotovoltaica (61%)
- 1.965 MW son de cogeneración (31%)
- 15 MW de hidráulica (0%)
- 8 MW de eólica (0%)
- 299 MW de otras tecnologías renovables, fundamentalmente biocombustibles y biomasa (5%)
- 144 MW de residuos (2%)

Existen actualmente 529.510 instalaciones de autoconsumo, siendo:

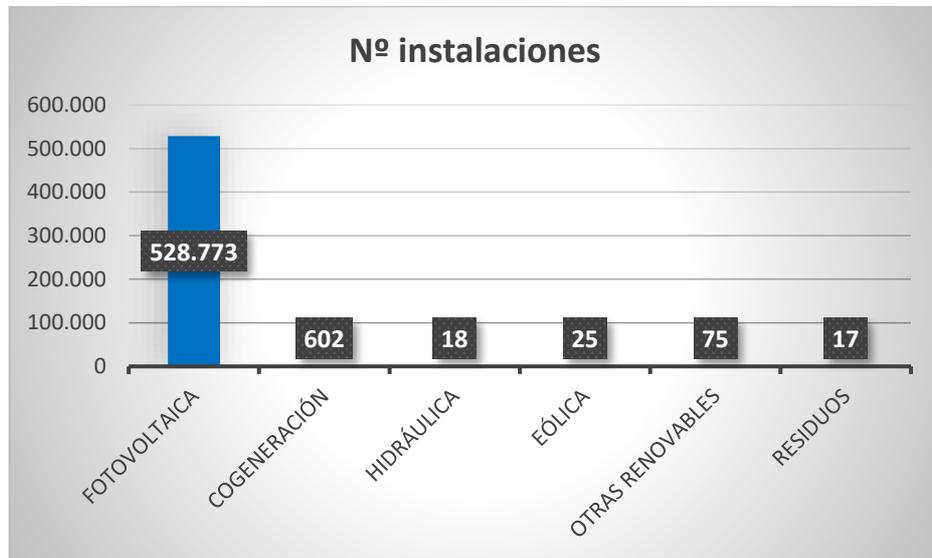
- 528.773 instalaciones fotovoltaicas
- 602 instalaciones de cogeneración
- 25 instalaciones eólicas
- 18 instalaciones hidráulicas
- 75 instalaciones de otras tecnologías renovables
- 17 instalaciones de residuos

Gráfico 1. Potencia de autoconsumo instalada en España



Fuente: REE (SIMEL)

Gráfico 2. Instalaciones de autoconsumo en España

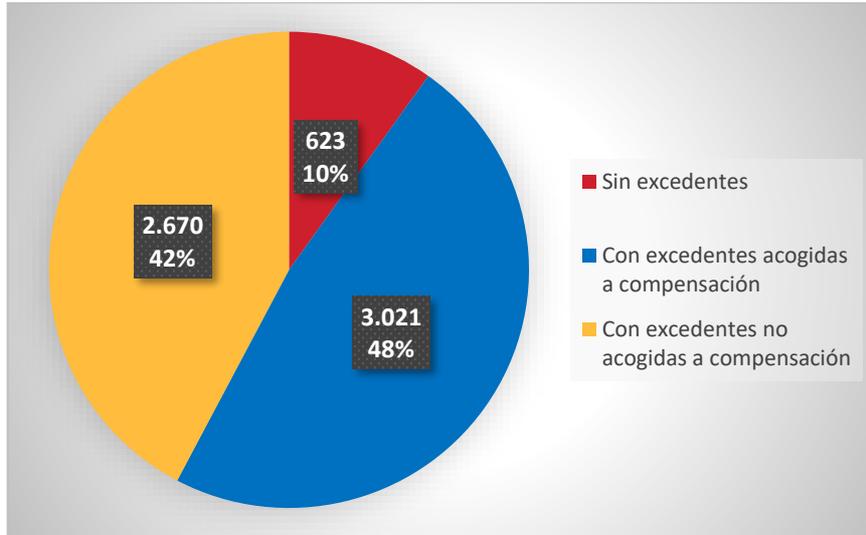


Fuente: REE (SIMEL)

Por modalidad de autoconsumo, hay:

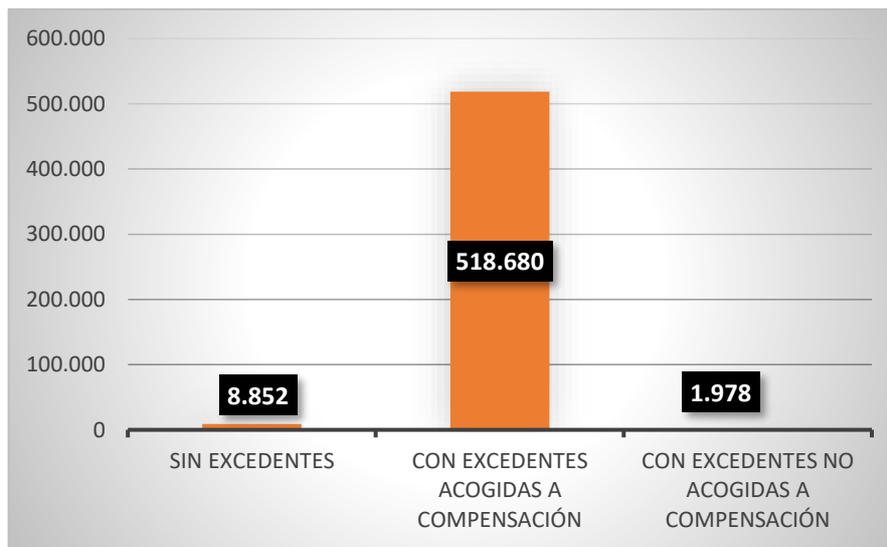
- 8.852 instalaciones de autoconsumo sin excedentes (623 MW)
- 518.680 instalaciones con excedentes acogidas a compensación (3.021 MW)
- 1.978 instalaciones con excedentes no acogidas a compensación (2.670 MW)

Gráfico 3. Potencia instalada por modalidad de autoconsumo



Fuente: REE (SIMEL)

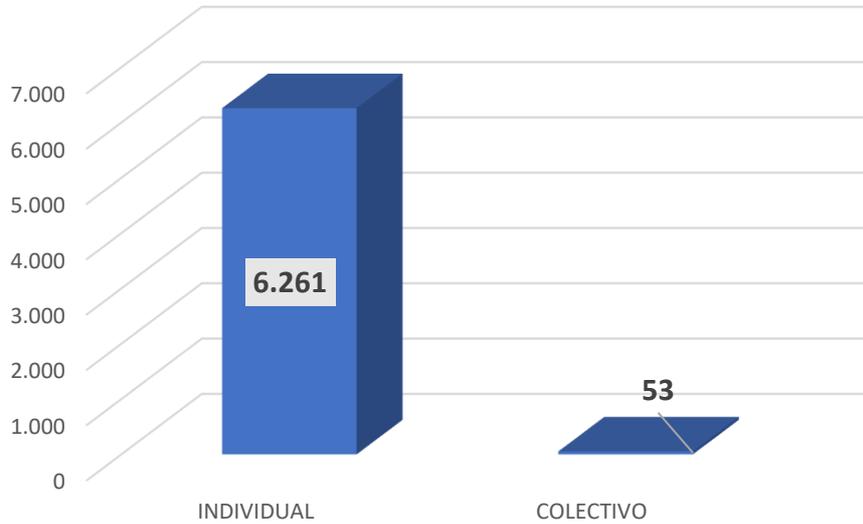
Gráfico 4. Número de instalaciones por modalidad de autoconsumo



Fuente: REE (SIMEL)

El autoconsumo individual en datos de potencia instalada (6.261 MW), supera ampliamente al autoconsumo colectivo (53 MW), cuyo despliegue está todavía en una fase muy incipiente:

Gráfico 5. Potencia instalada por modalidad de autoconsumo (individual/colectivo) (MW)



Fuente: REE (SIMEL)

El informe del OS aporta también información sobre energía, en este caso correspondiente al mes de marzo 2024:

- La energía consumida de la red por los consumidores acogidos a alguna modalidad de autoconsumo, medida en el equipo de medida bidireccional del punto frontera, asciende a 1.127,3 GWh.
- La energía excedentaria, también medida en el punto frontera, es 444,2 GWh.
- La energía generada, medida en el equipo de medida de generación neta, o estimada si no se dispone del mismo por las instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, es de 934,4 GWh.

intercambios que ha organizado con las CCAA, como se expondrá posteriormente en el presente informe.

Por su parte, las asociaciones de instaladores fotovoltaicos barajan actualmente cifras superiores a las que contiene el SIMEL. Según las asociaciones, a cierre de 2023 se alcanzaban ya los 7 GW de autoconsumo con tecnología fotovoltaica en España.

Pero las cifras del SIMEL contrastan de manera mucho más significativa con las que actualmente constan en el Registro administrativo de instalaciones de autoconsumo (RADNE) gestionado por la DGPEM. El RADNE fue creado con base en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 25 de diciembre, del Sector Eléctrico (“la LSE”) y entre sus objetivos, según se expone en la Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN) del Real decreto de autoconsumo, se encuentra el de “no perder la trazabilidad de cuánto autoconsumo se está implantando en España”. En la propia exposición de motivos del real decreto, se señala que este registro tendrá fines estadísticos para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima.

Este registro se nutre de la información remitida por los órganos competentes de las CCAA, que a su vez pueden tener sus propios registros de autoconsumo en su ámbito territorial. En él deben constar todas las instalaciones de autoconsumo, de cualquier modalidad¹⁰.

De acuerdo con la información obrante en el Registro de autoconsumo de energía eléctrica (RADNE), a la que la CNMC tiene acceso electrónico en virtud del artículo 20.3 del Real decreto de autoconsumo, a finales del mes de junio 2024 constan en dicho registro 1.951 MW de autoconsumo instalado (aproximadamente un 31% de la potencia registrada en SIMEL en el pasado mes

¹⁰ El registro RADNE se estructura en dos secciones:

- I. La sección primera recoge los datos de los consumidores acogidos a las modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes.
- II. La sección segunda recoge los datos de los suministros con autoconsumo con excedentes y tiene tres subsecciones:
 - en la subsección a se inscriben los consumidores acogidos a autoconsumo con excedentes con compensación;
 - en la subsección b.1 figuran los acogidos a modalidades de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación que disponen de un único contrato de suministro para la instalación de consumo y los servicios auxiliares de la instalación de generación;
 - en la subsección b.2 figuran los que están acogidos a modalidades de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación que tienen contratos de suministro diferentes para la instalación de consumo y para los servicios auxiliares de la instalación de generación

En la circular se definen cada una de las fases que deben contener las plataformas web de tramitación de expedientes de otorgamiento de permisos de acceso y conexión de la demanda, para que sean homogéneas en todo el territorio. Cabe destacar que, al dotar a estos procedimientos de mayor transparencia y agilidad, esta Comisión prevé una disminución del volumen de incidencias en la concesión de los permisos y un aumento de eficiencia y claridad del procedimiento.

Estas plataformas web deben incluir un canal para solicitar información sobre el estado del expediente, y las solicitudes y respuestas deben quedar registradas y etiquetadas con la fecha y hora y el contenido, dando así respuesta a la necesidad que se expuso en la mesa de diálogo de que se controlara la efectiva comunicación entre el distribuidor y el solicitante.

En relación con las instalaciones de generación de autoconsumo, la propuesta de circular incluye un artículo concreto a incorporar en la Circular 1/2021¹³ en el que se regula que las plataformas web de gestión de expedientes de los distribuidores facilitarán la gestión íntegra de estos expedientes en todas sus fases:

- a) Solicitud de permiso de acceso y conexión o indicación de instalaciones exentas¹⁴.
- b) Información de la fase de ejecución
- c) Legalización
- d) Verificaciones del distribuidor
- e) Notificaciones operacionales

La gestión íntegra de los expedientes de instalaciones de generación autoconsumo abarca, por tanto, no sólo el procedimiento de otorgamiento del

¹³ Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica

¹⁴ Las instalaciones de autoconsumo que no tienen que solicitar acceso y conexión son:

- las instalaciones de generación de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes;
- las instalaciones de generación de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes, de potencia igual o inferior a 15kW, ubicadas en suelo urbanizado;
- las instalaciones de consumo de hasta 100kW en baja tensión y 25 kW en alta tensión, que con carácter previo a la necesidad de suministro eléctrico cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

permiso de acceso y conexión, sino el resto de los contratos, autorizaciones y notificaciones necesarios para poder conectar una instalación a la red.

La complejidad de definir el detalle de todas estas fases, según la tipología de autoconsumo, ha llevado a concluir en la mesa de diálogo, que se deberán constituir mesas o grupos de trabajo específicos para su definición. Este contenido de detalle será regulado por resolución de la CNMC y, de acuerdo con la circular, en cada fase se incluirá una breve explicación de las actuaciones a efectuar, el sujeto encargado de su realización, los plazos que resulten de aplicación, la información concreta que debe aportarse y la fecha prevista y real de ejecución.

Adicionalmente, la circular recoge de manera más detallada la fase de solicitud del permiso de acceso y conexión y la fase de ejecución de las instalaciones de generación de autoconsumo que deben solicitar permiso de acceso y conexión, que podrán ser visualizadas de forma ordenada permitiendo la coordinación completa del expediente. En la versión que ha sido publicada en el trámite de audiencia, previa al análisis de las valoraciones remitidas por los sujetos, el contenido de detalle es el siguiente:

- a) Presentación de solicitud.
- b) Recepción de la solicitud.
- c) Información sobre si se va a seguir el procedimiento normal o el abreviado.
- d) Fase de subsanación.
- e) Admisión o no admisión a trámite de la solicitud.
- f) Pago de los estudios de acceso y conexión
- g) Fase de análisis de la solicitud.
- h) Resultado del análisis de la solicitud por el gestor de la red con la aceptación o denegación de la solicitud.
- i) Propuesta previa al solicitante.
- j) Aceptación o no de la propuesta previa por el solicitante. Cuando corresponda, firma del acuerdo de pago regulado en el artículo 14.9 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
- k) Emisión del permiso de acceso y conexión por el gestor de la red.
- l) Acreditación, en su caso, del pago del valor de la inversión de las actuaciones en la red regulado en el artículo 25.1 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
- m) Formalización, en su caso, del contrato de encargo de proyecto:
 - i. Solicitud del contrato de encargo.
 - ii. Recepción del contrato de encargo.

- iii. Aceptación del contrato de encargo.
 - iv. Ejecución del contrato de encargo. Fecha de inicio prevista, fecha fin prevista, fecha real de inicio y fecha real finalización.
 - v. Ejecución del resto de pagos adicionales.
- n) En el caso de desarrollar instalaciones de nueva extensión de red, por empresa instaladora legalmente autorizada:
- i. Envío de proyecto de las instalaciones a desarrollar al titular de red por parte del usuario o su representante, junto con su programa de ejecución.
 - ii. Recepción del proyecto.
 - iii. Fase de subsanación.
 - iv. Aceptación del proyecto.
 - v. Ejecución del proyecto.
 - vi. Finalización del proyecto.
 - vii. Verificación de las instalaciones de nueva extensión de red.
 - viii. Fase de subsanación.
 - ix. Aceptación de la ejecución del proyecto.
 - x. Firma de documentación de formalización de la cesión.
- o) Formalización, en su caso, del contrato técnico de acceso.
- p) Formalización, en su caso, del convenio de resarcimiento.
- i. Indicar si procede o no la formalización de un convenio de resarcimiento
 - ii. Firma del convenio de resarcimiento.

Ha sido abordado en la mesa de diálogo que la consulta y gestión de estas plataformas para los expedientes de autoconsumo colectivo, requerirán de desarrollos específicos que permitan hacer la consulta a partir de un código, de manera que la plataforma devuelva información conjunta de la instalación de generación y de todas las instalaciones de consumo asociadas a dicho código (que podría ser el Código de Autoconsumo, CAU, en caso de que se disponga de él en las primeras fases de tramitación).

Adicionalmente a lo anterior, en la mesa de diálogo se ha puesto de manifiesto la necesidad de dar mayor transparencia a las configuraciones y requisitos que deben cumplir las instalaciones. Por ello, la propuesta de circular incluye la obligación de que las plataformas web contengan información sobre acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro hasta la conexión. En particular, deberán contener la información de autoconsumo relativa a:

- normativa sobre requisitos de seguridad y calidad industrial;

- indicaciones y características de los equipos y configuraciones de medida y en su caso, inspección y verificación;
- enlace web a los procedimientos de operación vigentes y de aplicación para las instalaciones con conexión a la red de transporte;
- especificaciones particulares y proyectos tipo de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica aprobadas y publicadas dentro del ámbito normativo de seguridad industrial;
- enlace web a las últimas guías aprobadas por el IDAE en materia de acceso y conexión.

Estas obligaciones responden a propuestas concretas que han sido planteadas en la mesa de diálogo, como la posibilidad de disponer de una librería de configuraciones de autoconsumo o de un catálogo de esquemas unifilares.

Para la implementación de todo lo anterior, la CNMC continuará convocando el grupo de trabajo formado por todos los agentes implicados, que permita poner en común y acordar los desarrollos técnicos y los plazos que van a ser necesarios por parte de los gestores de las redes para responder de manera lo más homogénea posible a las obligaciones que establece la circular sobre la información que estará disponible en las plataformas web.

3.2 Circular 1/2021 de la CNMC de acceso y conexión a las redes de las instalaciones de producción de energía eléctrica

También han surgido a lo largo de este proceso propuestas sobre las instalaciones de autoconsumo con incidencia en el marco normativo de la **Circular 1/2021¹⁵ de acceso y conexión de las instalaciones de generación.**

Una futura modificación de la Circular 1/2021 podría incorporar un modelo de Contrato Técnico de Acceso a la red (CTA) para instalaciones de autoconsumo con potencia instalada no superior a 100 kW, simplificaciones en el contenido mínimo para solicitudes de acceso y conexión de instalaciones de autoconsumo con potencia instalada no superior a 100 kW y otras posibles modificaciones

¹⁵ Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-904

sobre el contenido de los permisos de acceso y conexión, las cuales deben ser analizadas con mayor profundidad.

También se considerará la elaboración de preguntas frecuentes que estarán disponibles en la página web de la CNMC (relacionadas con la normativa del ámbito de competencia de este organismo), y se recomienda que las distribuidoras implementen igualmente en sus páginas web un apartado de preguntas frecuentes (en relación con las actuaciones de estas empresas).

Algunas empresas distribuidoras ya disponen actualmente de un apartado de preguntas frecuentes en sus páginas web. En estos casos, las asociaciones de consumidores podrían contribuir a identificar mejoras en la información que se pone a disposición en estas páginas web.

3.3 Propuestas en materia de acceso y conexión

Se recogen en este apartado algunas medidas propuestas en la mesa de diálogo en materia de acceso y conexión. Se trata de medidas cuya valoración y encaje en el marco general del otorgamiento de la capacidad de acceso, atendiendo a criterios técnicos de seguridad, sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico, corresponden al MITERD.

Entran también dentro del ámbito de competencia del MITERD las propuestas de nueva regulación o modificación de los plazos de los hitos de tramitación de las instalaciones (por ejemplo, se ha presentado una propuesta para que sea ampliada la redacción del capítulo III del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, que regule los plazos de las actuaciones posteriores a la emisión de los permisos de acceso y conexión hasta finalizar la puesta en servicio de la instalación de generación).

Reemplazo de la potencia instalada por la capacidad de acceso otorgada

De acuerdo con el Real decreto de autoconsumo, la potencia instalada de las instalaciones de generación de autoconsumo será la definida en el artículo 3 y en la disposición adicional undécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹⁶, con excepción de las instalaciones fotovoltaicas.

¹⁶ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, el propio Real decreto de autoconsumo define la potencia instalada como la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores¹⁷.

Ya se ha señalado que las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW en modalidades de autoconsumo con excedentes que se ubiquen en suelo urbanizado están exentas de obtener permisos de acceso y conexión, exención recogida en el artículo 17 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Algunos sectores participantes de la mesa de diálogo plantean que debería hacerse una nueva interpretación de este artículo a la vista de la modificación del artículo 53 de la LSE que introdujo el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio¹⁸. Según el nuevo redactado del artículo 53, las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación se pueden otorgar por una potencia instalada superior a la capacidad de acceso (potencia activa máxima que se permite verter a la red) que figure en el permiso de acceso.

Estos agentes aducen también que la normativa de demanda sigue la misma lógica, y permite que un suministro tenga equipos que sumen una potencia de demanda por encima de sus permisos de acceso. Si el suministro supera la potencia permitida en algún momento, es penalizado si dispone de maxímetro, o se interrumpe el suministro si dispone de ICP.

En definitiva, esta propuesta persigue que se consideren exentas de obtener el permiso de acceso y conexión las instalaciones de producción que vayan a inyectar a la red una energía inferior a la correspondiente a una capacidad de acceso de 15 kW, aunque su potencia instalada sea superior.

¹⁷ El Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas remite a la definición de potencia máxima dada por el Reglamento (UE) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el cual define la «capacidad máxima» o «Pmax» como la potencia activa máxima que puede producir un módulo de generación de electricidad de forma continua, menos la demanda asociada exclusivamente a la facilitación del funcionamiento de dicho módulo de generación de electricidad y no suministrada a la red con arreglo a lo especificado en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad.

¹⁸ Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio¹⁸, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Reserva de capacidad de acceso para instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución

El artículo 8 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo²⁰, y con posterioridad el artículo 30 del Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre²¹, prevén la liberación de un 10% de la capacidad de acceso en los nudos reservados para concurso para instalaciones de autoconsumo con generación renovable con potencia contratada en P1 de al menos la mitad de la potencia instalada, que accedan directamente a la red de transporte o que accedan a través de la red de distribución cuando requieran informe de aceptabilidad por parte del OS.

Si en un periodo de 2 años desde la entrada en vigor de la norma esa capacidad liberada no ha sido otorgada, para el caso de haberse celebrado un concurso de acceso en el nudo, esta capacidad no otorgada estará disponible para el otorgamiento de acceso por el criterio general y por el procedimiento de otorgamiento general o, en su caso, simplificado. Pero si al cabo del periodo de 2 años los concursos de acceso no se han celebrado en el nudo reservado, la capacidad que no se haya otorgado pasará a estar reservada de nuevo.

El sector propone reservar también acceso para instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución y eliminar el transitorio de 2 años, es decir, garantizar que esa capacidad esté siempre disponible, para que el tejido social y productivo de una zona afectada por un nudo de concurso tenga siempre capacidad disponible para instalaciones de autoconsumo.

La propuesta en los términos planteados no se podría aplicar con el marco normativo actual debido a la inexistencia de concursos reservados para el acceso a las redes de distribución. Debe señalarse, no obstante, que la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, incorpora un porcentaje mínimo del 10 por ciento del volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema para el trienio 2023 a 2025 destinado de manera prioritaria a incrementar la capacidad de la red de distribución para permitir la evacuación de energía procedente de instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía primaria renovables y de instalaciones de autoconsumo.

²⁰ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo²⁰, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

²¹ Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

suponga aportar mayor seguridad y estabilidad para el sector favorecerá un mayor despliegue del autoconsumo.

Protecciones en las instalaciones de autoconsumo

Los agentes de la mesa de diálogo exponen que se están produciendo divergencias en las obligaciones impuestas en materia de protecciones, y en particular en las relativas a la regulación contenida en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre²³ en instalaciones de autoconsumo de hasta 100 kW conectadas en el lado de baja tensión de un centro de transformación. Por una parte, en cuanto a dónde deben incorporarse las protecciones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión y por otra parte, en lo relativo a la necesidad de instalar protecciones para la desconexión por máxima tensión homopolar.

Aunque estos aspectos serán abordados en la modificación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)²⁴ que se va a llevar a cabo, los agentes solicitan también que se concrete en la aludida normativa que lo regula expresamente.

Esta Comisión estima que, para una mayor seguridad jurídica, en el Real Decreto de modificación del REBT que finalmente se apruebe, cuya competencia recae en el MINTUR, debe eliminarse cualquier posibilidad de interpretación que pudiera derivarse del artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

²³ Real Decreto 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

²⁴ Proyecto de Real Decreto, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria ITC BT-53 «Instalaciones de sistemas en corriente continua», del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y por el que se modifican el Reglamento y otras Instrucciones Técnicas Complementarias del mismo, así como la Instrucción Técnica Complementaria ITC RAT-09 «Protecciones» del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, disponible en:

(https://industria.gob.es/es-es/participacion_publica/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=615).

Si se trata de autoconsumo colectivo, además, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a dicho autoconsumo deben comunicar de forma individual a la empresa distribuidora, directamente o a través de la empresa comercializadora, el mismo fichero de los coeficientes de reparto y el acuerdo firmado de reparto. La distribuidora debe comunicar en un plazo de 5 días al correspondiente comercializador desde qué fecha comienza a ser efectiva la modalidad de autoconsumo a la que se acoge el consumidor y, en su caso, las condiciones del acuerdo de los coeficientes de reparto y las condiciones del mecanismo de compensación simplificado (salvo que este haya sido notificado por la propia comercializadora).

Cuando se trata de una modificación de autoconsumos colectivos, ésta debe realizarse de manera simultánea para todos los consumidores.

2. El distribuidor (o transportista) tiene un plazo de 10 días desde la recepción de la comunicación del consumidor para modificar el contrato ATR existente, al objeto de reflejar en este contrato que el consumidor se acoge a una modalidad de autoconsumo (o para recoger los cambios que correspondan, si el consumidor ya estaba acogido al autoconsumo). En dicho plazo debe también remitir las características del contrato ATR modificado al consumidor.
3. El consumidor dispone de ese mismo plazo de 10 días desde su recepción para notificar a la empresa distribuidora o transportista cualquier disconformidad con el contrato ATR modificado. Si no hay notificación de desacuerdo, se entienden tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en el contrato.

Lo anterior se entiende sin perjuicio de que el distribuidor debe disponer de toda la documentación necesaria para la puesta en servicio de una instalación de generación de acuerdo con la normativa de aplicación.

Los participantes de la mesa de diálogo coinciden en que un freno importante actualmente para la tramitación de los autoconsumos colectivos es la obligación, impuesta por el Real decreto de autoconsumo, de que todos los consumidores asociados al autoconsumo colectivo, de manera individual, deban entregar al distribuidor la documentación que permite iniciar la modificación de su contrato ATR. Esta manera de proceder ocasiona múltiples rechazos por parte del distribuidor, ya que es habitual que la documentación enviada por los consumidores contenga errores, en especial los ocasionados al cumplimentar el fichero de coeficientes de reparto de extensión .txt.

Desde la CNMC se comparte la opinión de los participantes de la mesa de diálogo de que la eliminación de la obligatoriedad prevista en el Real Decreto de autoconsumo de que en los autoconsumos colectivos todos los consumidores deban entregar individualmente el mismo acuerdo de reparto de coeficientes y el

mismo fichero de coeficientes, podría facilitar la tramitación del autoconsumo colectivo, en tanto que ya existe un acuerdo firmado por todos los consumidores, donde se manifiesta la voluntad de todos ellos. En cualquier caso, en caso de abordarse esta eliminación, se debe garantizar por parte de la normativa que el documento de acuerdo de reparto firmado por todos y cada uno de los consumidores, sea remitido por el gestor o comercializador a la firma de cada consumidor de una manera directa y transparente, que asegure que este es consciente de su implicación.

Por otra parte, cuando se trata de un consumidor conectado a baja tensión, y la instalación generadora asociada al autoconsumo está conectada a baja tensión y su potencia instalada de generación es menor de 100 kW, la modificación del contrato ATR la realiza la empresa distribuidora a partir de la documentación remitida por las CCAA, como consecuencia de las obligaciones contenidas en el REBT²⁷. Ello no impide que sea la comercializadora la que remita esta documentación a la distribuidora, como se recoge en la resolución de la CNMC de 21 de julio de 2022 por la que se modifican las resoluciones de 20 de diciembre de 2016 y de 17 de diciembre de 2019 sobre formatos de los ficheros de intercambio²⁸, posibilidad que ha dado un impulso a la tramitación de la modificación del contrato ATR de los consumidores acogidos a autoconsumo.

Sobre estas obligaciones contenidas en el REBT, la ITC-BT-04 “Documentación y puesta en servicio de las instalaciones” determina que la empresa instaladora debe emitir, entre otra documentación, un Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) diligenciado por la comunidad autónoma.

En estos casos de autoconsumos con generación menor de 100 kW conectados en baja tensión, según el Real decreto de autoconsumo:

1. La comunidad o ciudad autónoma tiene que remitir la información a la empresa distribuidora en el plazo no superior a 10 días desde su recepción.
2. La modificación del contrato ATR es remitida por la empresa distribuidora a la empresa comercializadora con la que el consumidor tiene suscrito el contrato de suministro y al consumidor, en el plazo de 5 días a contar desde la recepción de la documentación remitida por la comunidad o ciudad autónoma.
3. El consumidor dispone de un plazo de 10 días desde su recepción para notificar a la empresa transportista o distribuidora cualquier disconformidad.

²⁷ Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.

²⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde15721>

En caso de no hacerse se entienden tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

4.2 Resolución por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores del sector eléctrico y se revisan otros formatos

El 28 de mayo de 2024 se publicó la Resolución de 16 de mayo de la CNMC por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores del sector eléctrico y se revisan otros formatos²⁹.

En esta resolución se contempla la posibilidad de que un **representante**³⁰ de todos los consumidores asociados a una modalidad de autoconsumo colectivo, (aunque el representante también puede actuar en autoconsumos individuales) así designado por todos ellos, pueda remitir al distribuidor la documentación requerida para iniciar el alta, baja o modificación de dicho autoconsumo: entre otros documentos, la información del CIE (si no lo ha aportado ya la comunidad o ciudad autónoma), el acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto y el fichero de extensión txt con los coeficientes de reparto.

De este modo, una vez recibida por el distribuidor la documentación necesaria, el distribuidor informa al consumidor a través de su comercializadora de la modificación del contrato ATR a través del formato de fichero D1 “Notificación de cambios en el punto de suministro” (que es el fichero de información utilizado para la notificación de cambios que afectan al contrato de acceso de un punto de suministro eléctrico), el cual se revisa en la resolución para adaptarlo a este proceso.

Si tras 10 días hábiles desde que el distribuidor ha informado al consumidor (representado por su comercializador), el distribuidor no recibe un rechazo del comercializador o una solicitud de contratación, y siempre que el distribuidor

²⁹ Disponible en: <https://www.cnmc.es/expedientes/infde47823>

³⁰ Sin perjuicio de la existencia de representante, también se puede activar la modificación de un contrato de acceso a solicitud del comercializador del consumidor del punto de suministro, que entrega al distribuidor la documentación necesaria, mediante el Fichero M1. En los autoconsumos colectivos, cada uno de los comercializadores tendrán que entregar dicha información también mediante el Fichero M1.

Los cambios serán implementados a los 9 meses desde la publicación de la resolución³¹, periodo en el que se incluyen 2 meses finales de pruebas para los agentes intervinientes en este proceso de intercambio de información.

Con la aprobación de la resolución de 16 de mayo de la CNMC los autoconsumos colectivos en los que intervenga un representante podrán beneficiarse de una mayor agilización en la tramitación, puesto que el representante entregará una única vez la documentación, al actuar en representación de todos los consumidores. Todo ello sin perjuicio del avance que supondría la eliminación normativa de que se remita este acuerdo de manera individual con carácter general (como se ha indicado en el apartado 4.1), y no solo cuando existe representante.

Las previsiones que contiene esta resolución de nuevos formatos sobre la intervención del representante para agilizar la activación de los autoconsumos colectivos son coherentes con el rol que desempeñará el gestor de autoconsumo, figura a la que se dedica el apartado 6 de este informe, y cuyo impulso y desarrollo corresponde al MITERD y al IDAE como se detalla en el referido apartado.

Para facilitar la consulta por parte del representante del estado de tramitación de los expedientes de autoconsumo colectivos será necesario el desarrollo de una solución técnica que permita consultar las futuras plataformas web a partir de algún código o número que identifique el expediente de autoconsumo colectivo, pudiendo utilizarse el CAU en el caso de que este se encuentre disponible en las primeras fases de la tramitación. A este respecto, la CNMC analizará en la mesa de autoconsumo la posibilidad de encontrar una solución transitoria en tanto no esté disponible la mencionada plataforma.

4.3 Otras actuaciones facilitadoras del proceso de activación del autoconsumo

Cabe destacar, además, que los distribuidores han desarrollado formularios para validar el fichero de texto plano de extensión .txt que contiene el valor de los coeficientes de reparto de los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo, al objeto de que los consumidores puedan proceder a la validación del

³¹ El anuncio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por el que se hace pública la Resolución de 16 de mayo de 2024 por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores del sector eléctrico y se revisan otros formatos fue publicado en el [BOE](#) de 28 de mayo de 2024.

- Titular o representante del titular que registra en la comunidad o ciudad autónoma la instalación de generación.

De acuerdo con esta resolución, el distribuidor es el encargado de generar y proporcionar el CAU³⁶. El CAU se genera a partir del CUPS (definido en los procedimientos de operación del sistema), añadiendo la letra “A” más 3 dígitos numéricos: en el caso de los autoconsumos individuales el CAU es el código del CUPS de consumo más “A000” y en el caso de los autoconsumos colectivos el CAU es uno de los CUPS asociados al colectivo más “A000”.

5.1 Inscripción de las instalaciones de autoconsumo en los registros autonómicos y en RADNE

El Real decreto de autoconsumo establece que la comunicación de los datos del registro entre las CCAA y el MITERD debe realizarse exclusivamente por medios telemáticos, y deja cierta flexibilidad para determinar los cauces telemáticos y los formatos que se utilizarán.

El anexo II del real decreto contiene la información que las CCAA deben remitir a la DGPEM, relativa a:

- el punto de suministro (datos de su titular, CUPS, potencia contratada, referencia catastral, entre otros),
- la instalación de generación asociada (tecnología y potencia instalada),
- en su caso, la instalación de almacenamiento (potencia instalada de salida y energía máxima almacenable),
- la tipología de autoconsumo (sección, subsección, individual/colectivo),
- el número de identificación/expediente del CIE,
- en caso de que la información sea presentada por un representante, datos del representante.

³⁶ En la resolución se establece que en el proceso de alta de nuevas instalaciones de autoconsumo sin excedentes y aquellas con excedentes de menos de 15kW en suelo urbanizado, el promotor o instalador solicitará, con carácter previo a presentar los datos en registro, al distribuidor el código CAU. Para el resto de las instalaciones, el CAU lo facilitará el distribuidor en el trámite de solicitud de permiso de acceso y conexión.

Esta información es común tanto para la sección primera como para la sección segunda del RADNE. En la sección segunda, además, debe figurar:

- los datos de contacto del titular de la instalación de generación,
- el código CIL,
- el número de inscripción en el registro de instalación de producción (RAIPRE), cuando se trata de una modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que vende sus excedentes en el mercado de producción eléctrica.

El procedimiento puesto en marcha por el MITERD consiste en que las CCAA remiten un fichero Excel que incluye, para el conjunto de instalaciones de autoconsumo tramitadas por la comunidad o ciudad autónoma en el periodo, los datos del anexo II de Real decreto de autoconsumo³⁷. Este fichero Excel queda inicialmente alojado en la aplicación RADNE y, una vez validado por la DGPEM, los datos se vuelcan en el registro y las instalaciones que contiene quedan inscritas.

En esta operativa hay algunas cuestiones que están dificultando la inscripción de las instalaciones en el RADNE:

- Como se ha expuesto, el fichero Excel que remite la comunidad o ciudad autónoma contiene la información de un conjunto de instalaciones que han finalizado su tramitación y que se encuentran inscritas en las bases de datos autonómicas o, en su caso, en el registro autonómico. Cuando existe algún error de formato en el fichero, o cuando alguno de los datos en él contenidos no son válidos, el fichero es rechazado³⁸ por el MITERD de **manera íntegra**, de manera que ninguna instalación cuyos datos figuran en el fichero queda inscrita hasta que se produce un envío final correcto que permite validar el fichero en su totalidad por la DGPEM.
- Es frecuente que el rechazo del fichero Excel se produzca porque alguno de los campos obligatorios que contiene está vacío. A este respecto, las CCAA señalan que algunos de los datos que deben ser remitidos de acuerdo con el anexo II del real decreto son **difíciles de recabar**. Por ejemplo, a menudo, los instaladores, cuando solicitan a la comunidad o ciudad autónoma el alta de una instalación, obvian datos relativos al titular del punto de suministro o

³⁷ El MITERD ha elaborado un manual en el que se indican cuáles de estos datos son obligatorios

³⁸ Este rechazo se comunica a la comunidad o ciudad autónoma a través de un correo electrónico automatizado, en cuyo texto se resumen los errores encontrados, con la identificación de la fila del excel en la que está cada error y una breve explicación de éste. En dicho correo se adjunta un fichero excel donde se señalan en color rojo las celdas concretas objeto del error.

titular de la instalación de generación como su teléfono de contacto o su correo electrónico, así como la potencia contratada.

- A lo anteriormente señalado debe añadirse que parte de la información que actualmente consta en RADNE no se encuentra actualizada, ya que las CCAA no están remitiendo sistemáticamente al MITERD las **modificaciones** de las instalaciones de autoconsumo que ya se encuentran inscritas (por ejemplo, las modificaciones sobre altas o bajas de CUPS asociados a una instalación de autoconsumo colectivo, cambios de modalidad de autoconsumo, cambios en la potencia de la instalación de generación o en la potencia contratada). Y es que la remisión de estas modificaciones es un proceso laborioso para las CCAA, que deben identificar previamente el código de identificación de la instalación atribuido por RADNE. Como se explicará posteriormente, este código no se devuelve de manera automática, sino que el personal de las CCAA debe acceder a RADNE mediante certificado o con usuario y contraseña para comprobar el código asignado a la instalación.

En ocasiones, las propias CCAA no disponen de esta información sobre las modificaciones en las instalaciones, ya que los consumidores proceden a la modificación de su contrato ATR con la distribuidora y no la comunican al órgano competente de la comunidad o ciudad autónoma.

- La aplicación no se encuentra preparada por el momento para asociar un consumidor acogido a autoconsumo a varios CAU.

En los intercambios que la CNMC ha tenido con las CCAA, esta comisión ha podido comprobar las complicaciones que conlleva la gestión de datos de carácter contractual que deben realizar para cumplir con las obligaciones de remisión de información recogidas en el Real decreto de autoconsumo (altas y bajas de los CUPS, potencia contratada, datos identificativos de los titulares de las instalaciones). La información del anexo II del real decreto y la del fichero A1 excede la información de carácter técnico que las CCAA vienen manejando en el marco de sus competencias en materia de seguridad de las instalaciones, por lo que las CCAA han tenido que desarrollar procesos para recabar esta información adicional y exponen serias dificultades para poder tratar de manera rigurosa este flujo de información y, muy especialmente, las modificaciones posteriores que con el desarrollo del autoconsumo colectivo serán cada vez más numerosas y frecuentes.

A este respecto, se considera que sería conveniente revisar el contenido del anexo II del Real decreto de autoconsumo para simplificar el contenido del RADNE y mantener únicamente los datos que sean estrictamente necesarios para los fines estadísticos y de seguimiento con los que la DGPEM recaba esta información. Se podría replantear la necesidad, por ejemplo, de gestionar los datos de contacto de los titulares del punto de suministro y de la instalación de

generación (como el número de teléfono o su correo electrónico), así como la potencia contratada. Esta última, además, es susceptible de cambios.

Opcionalmente, si estos datos se mantienen, se sugiere que sean configurados como datos no obligatorios del registro para no obstaculizar el volcado de la información en el RADNE.

En lo que respecta al seguimiento que el consumidor puede realizar de la inscripción de su instalación en RADNE, existe una complejidad añadida: si bien el artículo 20.3 del Real decreto de autoconsumo habilita el acceso electrónico al registro que gestiona la DGPEM a los órganos competentes de las comunidades autónomas, a la CNMC, el IDAE, REE y a los distribuidores, los titulares de las instalaciones de autoconsumo sólo tienen acceso a dicho registro a través del acceso público. Pero la información que procura el registro desde el acceso público al que se puede acceder a través de la sede electrónica del MITERD³⁹, devuelve información agregada que no permite comprobar si una instalación se encuentra inscrita y cuáles son sus características básicas (como sí, permite, por ejemplo, el registro de instalaciones de producción RAIPRE, también designado PRETOR).

Los interesados, por tanto, no pueden hacer comprobaciones por sus propios medios para saber si su instalación se encuentra registrada y para conocer el número de identificación de la instalación que se ha asignado en el registro (en RADNE no existe propiamente un número de registro, sino un código identificador de la instalación de generación asociado al CAU).

Esta situación ocasiona muchas consultas por parte de los consumidores o de las entidades que tramitan el alta de las instalaciones, que los organismos autonómicos sólo pueden responder a través de una consulta específica al registro, ya que las CCAA no reciben de manera sistematizada información sobre las instalaciones que han sido inscritas y sobre los códigos identificativos otorgados a estas instalaciones. Para poder hacer estas consultas, el personal de la comunidad o ciudad autónoma responsable de esta gestión tiene que haber sido habilitado de manera individual y personal previamente por el MITERD, accediendo al registro a través de certificado o a través de usuario y contraseña.

Los canales puestos a disposición por las CCAA para atender las peticiones de información sobre el estado en el que se encuentra la solicitud de inscripción en RADNE, o los motivos por los que las instalaciones no se encuentran inscritas,

³⁹ <https://energia.serviciosmin.gob.es/Radne/>

5.2 Inscripción de las instalaciones de potencia instalada hasta 100 kW en RAIPRE

Las instalaciones de producción asociadas a modalidades de autoconsumo con excedentes tienen obligación de quedar inscritas en el Registro de instalaciones de producción (RAIPRE), con excepción de las de potencia no superior a 100 kW, que están exentas de esta obligación según el artículo 9.3 de la LSE. De acuerdo con el artículo 20.5 del Real decreto de autoconsumo, la DGPEM debe incorporar estas instalaciones de autoconsumo con excedentes y potencia no superior a 100 kW en el RAIPRE, a partir de la información procedente del RADNE. Esta previsión está orientada a posibilitar que, en aquellos casos en los que el autoconsumo no está acogido al mecanismo de compensación simplificada, estas instalaciones puedan vender sus excedentes de energía en el mercado.

Motivos técnicos asociados a la compatibilidad de la información del RAIPRE y RADNE no permiten actualmente efectuar el volcado de información de manera automática entre ambos registros, razón por la cual este traspaso de datos desde el registro de autoconsumo al registro de producción para instalaciones de hasta 100 kW no se está llevando a cabo.

Esto impide a las instalaciones que no están acogidas al mecanismo de compensación simplificada de excedentes vender su energía excedentaria en el mercado de producción eléctrica.

Sobre este particular, el P.O. 14.8 «Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo», fue modificado por resolución de 15 de julio de 2021 de la CNMC, para incluir la posibilidad de que la fecha de alta del punto frontera a partir de la cual el OS asigna el sujeto de liquidación de la nueva instalación pueda ser modificada posteriormente por la fecha de inscripción en el RAIPRE o por la fecha de inscripción en el RADNE.

En el referido PO, el término «instalación» se refiere a cada instalación de producción y se identifica por su clave de registro en el RAIPEE o por el número de inscripción en el RADNE y, a excepción de las instalaciones de la sección primera del RAIPEE, por su CIL.

También se establece que, para solicitar un cambio del sujeto de liquidación, se hará constar la clave de registro en el RAIPEE o el número de inscripción en el RADNE en el caso de las instalaciones de generación que, no estando inscritas en el RAIPEE, se consideran instalaciones de producción según se define en el artículo 3.c) del Real decreto de autoconsumo

Pero la inscripción en el RADNE no está resultando suficiente para que el Operador del Mercado (OMIE) complete los procedimientos previstos para la operación en el mercado eléctrico, por lo que algunas CCAA están inscribiendo

multiprovinciales, en las que los servicios territoriales de industria son competentes para la recepción y diligencia de los CIE de su territorio, esta gestión resulta aún más complicada.

Para llevar a cabo la recogida de datos, las CCAA han implementado diferentes soluciones:

- Algunas CCAA han conseguido desarrollar plataformas telemáticas específicas, alojadas en sus sedes electrónicas, a través de las cuales los instaladores introducen los datos del CIE, así como los datos del anexo II del Real decreto de autoconsumo y los necesarios para la cumplimentación del fichero A1. Desde la propia plataforma la comunidad o ciudad autónoma emite el CIE diligenciado.
- Otras CCAA ponen a disposición de los consumidores en la página web de la comunidad o ciudad autónoma modelos de ficheros o formularios a cumplimentar con los contenidos concretos del fichero A1 y del anexo II del Real decreto de autoconsumo.

Una vez obtenida y descargada la información suficiente del fichero A1, para su puesta a disposición de los distribuidores, las CCAA también han adoptado soluciones diferentes:

- Algunas CCAA realizan desde sus propios servidores y una vez descargada la información del fichero A1, un envío telemático hacia los servidores FTP de los distribuidores. Este procedimiento automatizado supone un gran avance y ha permitido mejorar sustancialmente el flujo de información entre los organismos autonómicos y las distribuidoras.

El envío automático no siempre permite, sin embargo, registrar la puesta a disposición del fichero A1 generado en el servidor del distribuidor. Es decir, la comunidad o ciudad autónoma tiene constancia de que el fichero A1 ha “salido” de su servidor, pero no tiene constancia de que haya sido “recibido” correctamente por el distribuidor.

Esta dificultad técnica ha sido resuelta por algunas CCAA mediante la puesta a disposición del fichero A1 en la plataforma telemática de la comunidad o ciudad autónoma y la remisión automatizada de un correo electrónico para informar al distribuidor de que tiene una notificación pendiente en la sede electrónica del organismo autonómico. Cuando el distribuidor entra en la plataforma para descargar el documento, se genera un acuse de recibo que permite a la comunidad o ciudad autónoma confirmar su puesta a disposición.

A través de esta misma plataforma alojada en la sede, los distribuidores pueden comunicar los rechazos de los ficheros A1 si hay algún error de formato o contenido.

dificultad, por tanto, es que uniformizar dicho formato requeriría de un consenso del conjunto de CCAA sin base normativa que lo sustente.

Las CCAA consultadas ponen de relieve que el objetivo del CIE es certificar que la instalación eléctrica cumple con los requisitos técnicos y de seguridad exigidas, por lo que consideran inapropiada la incorporación de contenido informativo adicional que no responda a esta finalidad. Debe tenerse en cuenta, señalan, que la inclusión de información adicional conllevaría modificaciones frecuentes de los CIE (un ejemplo claro sería el de las continuas altas y bajas que puedan producirse en un autoconsumo colectivo), con su consiguiente tramitación posterior.

Una propuesta todavía más específica es que el CIE incorpore información conjunta de todas las instalaciones (consumo y generación) que estén aguas abajo del punto frontera con la red de distribución, entendiendo el CIE como un documento único para todas esas instalaciones. Según esta propuesta, en instalaciones de generación conectadas en red interior de un consumidor acogido a autoconsumo, la presentación de un nuevo CIE para recoger la información de la instalación de generación debería reflejar al menos el estado tanto de la instalación de consumo existente como de la nueva instalación de generación.

La emisión de un certificado conjunto de todas las instalaciones generadora y receptoras aguas abajo del punto frontera podría valorarse para el caso de nuevas instalaciones de autoconsumo en las que la demanda y generación se conectan por primera vez a la red, pero no parece una solución viable, por ejemplo, para nuevas instalaciones de generación de autoconsumo que se asocian a instalaciones existentes de consumo que fueron puestas en marcha cumpliendo con una normativa anterior (REBT anterior al del año 2002). En estos casos los requisitos técnicos exigibles son diferentes, y obligar al consumidor a adaptar la instalación al reglamento vigente supone una carga económica en la mayoría de los casos no asumible.

Cuestión distinta es que para la conexión de la nueva instalación de generación se realicen las comprobaciones pertinentes para certificar que la instalación receptora cuenta con las protecciones adecuadas y está diseñada para recibir la energía de la instalación de generación en condiciones de seguridad. Se ha recibido en la mesa de diálogo una propuesta para que el CIE de la nueva instalación generadora incorpore un texto en el cual el instalador certifique que la instalación receptora tiene las protecciones adecuadas y la capacidad para absorber la energía generada.

En vista de la futura aprobación del nuevo REBT y sus ITCs, la incorporación de la referencia a la instalación existente de consumo en el CIE de la instalación generadora no parece necesaria, puesto que en la nueva normativa se

establecen las condiciones necesarias para garantizar que la conexión de la nueva instalación de autoconsumo con la instalación existente sea segura. Así, el cumplimiento del nuevo REBT y sus ITCs conllevará implícitamente la comprobación de estos aspectos de seguridad.

6. GESTOR DE AUTOCONSUMO COLECTIVO

La figura del **gestor de autoconsumo** ha sido identificada por los agentes participantes en la mesa de diálogo como un factor determinante que podría agilizar y simplificar el proceso de tramitación de los autoconsumos colectivos. Son varias las cuestiones que se suscitan en torno a su definición y posibles atribuciones.

La figura del gestor de autoconsumo colectivo se encuentra recogida en la medida 16 de la *Hoja de Ruta de Autoconsumo* publicada por el MITERD en diciembre de 2021, y ha sido incorporada a la legislación española a través de la disposición adicional centésimo décimo octava de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023, en la que se designa al IDAE como impulsor de esta figura.

En la *Guía de autoconsumo colectivo* elaborada por el IDAE⁴⁰, se dedica el apartado 5 a la figura del gestor de autoconsumo, en el que se abordan aspectos como quién puede ser nombrado gestor de autoconsumo, cómo se le nombra, qué funciones y responsabilidades tiene y cómo realiza sus actividades. La guía especifica que el gestor de autoconsumo podría aplicar también a los autoconsumos individuales.

Más allá de estas referencias, el gestor de autoconsumo no forma parte de los sujetos que desarrollan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica recogidos en el artículo 6 de la LSE y no existe desarrollo reglamentario sobre su definición y funciones.

La capacidad de este gestor de actuar en nombre de los consumidores o productores asociados a un autoconsumo debe contemplarse con la normativa actual, desde la perspectiva de su representante legal. Es decir, no pueden establecerse limitaciones para que cualquier persona física o jurídica, forme parte o no del autoconsumo colectivo, pueda ejercer dicha representación, si cuenta para ello con la autorización del representado. Tal y como recogen la *Hoja de Ruta del Autoconsumo* y la *Guía de autoconsumo colectivo*, la figura podría

⁴⁰ Actualmente se encuentra publicada la versión v.2 (abril de 2024)

acuerdo por el que el gestor se compromete, actuando en nombre de los consumidores, a asumir un mandato con una serie de obligaciones asociadas.

- Autorización para que el gestor de autoconsumo tramite la baja del citado autoconsumo.

La última versión de la guía publicada en abril de 2024 contempla que cuando la distribuidora reciba el acuerdo de reparto proveniente del gestor de autoconsumo, procederá a iniciar el proceso de alta para todos los consumidores asociados, puesto que el gestor los representa a todos. Esta posibilidad está alineada con lo que recoge la resolución de la CNMC en relación con el representante de los consumidores de un autoconsumo colectivo y supone una agilización de la tramitación del autoconsumo, ya que no será necesario esperar a recibir la documentación de todos los consumidores.

Una cuestión que podría ser abordada en los grupos de trabajo que se organicen para el desarrollo de las previsiones de la circular de acceso y conexión de la demanda en relación con las páginas web de los distribuidores, para el periodo transitorio hasta que éstas se encuentren totalmente operativas, es la manera en la que se produce la interlocución gestor/distribuidor, al objeto de garantizar una operativa similar y homogénea por parte de los distribuidores, que actualmente no está sistematizada.

Otras propuestas que se han planteado en la mesa de diálogo se orientan a que el gestor participe de una manera más activa en la toma de decisiones de los consumidores, otorgándole para ello la posibilidad de que pueda acceder a datos de medida como la curva de carga horaria de la instalación de generación asociada al autoconsumo.

Es preciso señalar que, como se detallará más adelante en este informe, hoy en día los consumidores no tienen acceso a la curva horaria de la instalación de generación. Esta Comisión valora positivamente que se amplíe la información de la que dispone el consumidor, pero el acceso a esta información no puede circunscribirse al gestor de autoconsumo. Es decir, entiende esta Comisión que, como representante legal de los consumidores, el gestor de autoconsumo podría acceder a la misma información a la que puedan acceder los consumidores, siempre que estos hayan dado su acuerdo expreso. Por tanto, para que el gestor pudiese acceder a datos sobre la generación neta horaria o sobre la energía autoconsumida, sería preciso que la normativa garantizase el acceso a esta misma información también para los consumidores, lo que no es posible en la actualidad.

7. FACTURACIÓN Y MEDIDA DEL AUTOCONSUMO

7.1 Consideraciones en materia de facturación

Información en la factura del consumidor final

A efectos de autoconsumo, según se establece en el Real decreto de autoconsumo, las energías horarias, ya sean consumos, autoconsumos o excedentes, se definen en términos netos. Así, las facturaciones se realizan sobre las energías netas horarias.

El contenido mínimo que debe contener la factura de los consumidores conectados a baja tensión hasta 15 kW de potencia contratada, así como el modelo de factura, con un contenido obligatorio, para los consumidores acogidos a PVPC, se encuentra regulado por resolución de la DGPEM⁴¹. Para los consumidores acogidos a PVPC debe figurar, entre otra, la siguiente información en la factura:

- el **consumo de energía** (en kWh), calculado por diferencia de los consumos correspondientes a las dos últimas lecturas disponibles realizadas por el encargado de la lectura (1);
- el **total de energía excedentaria compensada** (en kWh) en el periodo facturado (2).

Además, debe figurar el importe correspondiente a la compensación de excedentes (en euros), la facturación total por energía excedentaria (en euros, con signo negativo) y la cuantía del ajuste en su caso al aplicar el límite de compensación por autoconsumo (en euros, con signo positivo)⁴².

Para los consumidores en libre mercado, esta resolución impone obligaciones sobre información del consumo en el periodo de facturación (desagregado por periodos horarios), sin que sea obligatorio incluir ninguna información en relación con el autoconsumo (modalidad, energías o facturación), en su caso.

⁴¹ Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia

⁴² En el caso de que el suministro no se encuentre acogido a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes, este concepto debe aparecer con una cuantía asociada de 0€.

- (5) el total de **energía vertida a la red que no se descuenta al aplicar el mecanismo de compensación simplificada** (en kWh), es decir, el sumatorio de la energía vertida a la red en las horas en las que el consumo ha sido superior a la energía vertida a la red.

A partir de esta información el consumidor podría hacer los cálculos para obtener:

- la **energía de consumo facturada**, como diferencia entre la energía total consumida (diferencia entre la lectura inicial y final de consumo contador) y la energía vertida a la red que no se descuenta al aplicar el mecanismo de compensación simplificada:

$$(3) = (1) - (5)$$

- la **energía excedentaria compensada por el mecanismo de compensación simplificada**, como diferencia entre el total de energía vertida a la red en el periodo y el total de energía vertida a la red que no se descuenta al aplicar el mecanismo de compensación simplificada:

$$(2) = (4) - (5)$$

Adicionalmente, distintos agentes de la mesa de diálogo han propuesto información adicional que podría aparecer en la factura, como:

- el precio en €/kWh de los excedentes,
- el histórico de energía excedentaria y de la generación (en caso de que esta pueda ser medida),
- el número CAU,
- los datos de identificación y contacto del gestor de autoconsumo, en caso de que este exista.

También se ha propuesto ampliar la información del SIPS con el histórico de energía excedentaria en un periodo, por ejemplo, de 12 meses, y la potencia instalada de generación (con la fecha de la última actualización).

La CNMC coincide en la necesidad de dotar de mayor transparencia la factura final del consumidor en los casos de autoconsumo. Por una parte, se estima necesario que la factura del consumidor incorpore un mínimo de información sobre autoconsumo que permita al consumidor comprender de manera clara todos los conceptos que le son facturados. Tal y como ha manifestado en numerosas ocasiones esta Comisión, esta información podría ser aportada a través de enlaces a la web de la comercializadora, con el fin de no complicar la

este término de descuento por retardo pueda superar al valor económico de la energía consumida de la red en el periodo de facturación.

De este modo, la aplicación de este descuento por retardo implica que el consumidor continúa consumiendo la totalidad de la energía de la red, al precio que tenga contratado con el comercializador, y percibiendo un descuento en su factura asociado al valor económico de la energía excedentaria calculada como se ha expuesto anteriormente.

Algunos agentes han propuesto que, mientras se aplica el descuento por retardo, dado que el consumidor no está pudiendo autoconsumir la energía generada por la instalación de generación asociada al autoconsumo, se considere para el cálculo del término de descuento como energía excedentaria la totalidad de la energía generada calculada, y no únicamente la diferencia entre dicha energía generada calculada y la energía consumida.

Pero las principales dudas y dificultades se presentan en relación con el tiempo de activación. Según el redactado de la norma, por tiempo de activación se entiende el tiempo transcurrido desde el día en que la empresa distribuidora recibe la documentación necesaria para la realización de la modificación del contrato de acceso, hasta el momento en que el consumidor recibe la comunicación de que ya puede iniciar vertidos a la red y éstos se considerarán en su facturación. Este tiempo de activación, según el Real decreto de autoconsumo, no puede superar los dos meses.

Aunque la norma indica expresamente que este tiempo transcurre desde el día en que la empresa distribuidora recibe la documentación necesaria para la realización de la modificación del contrato de acceso, lo cierto es que dicha documentación es variada y puede incluir, dependiendo de la instalación de la que se trate, toda la documentación asociada al permiso de acceso y conexión, a las notificaciones operacionales necesarias para la puesta en servicio de una instalación de generación según lo dispuesto en el Real Decreto 647/2020, y en todo caso la información sobre el CIE, el acuerdo de reparto y el fichero con los coeficientes de reparto. Además, su recepción completa y correcta puede conllevar intercambios en distintos momentos temporales entre el distribuidor y los distintos remitentes (la comunidad o ciudad autónoma, el consumidor o su comercializadora).

Adicionalmente, habría que considerar que los ficheros de intercambio de información a través de los que se materializan las comunicaciones entre distribuidores y comercializadores, se intercambian en los dos sentidos, por lo que los tiempos que transcurran para su remisión deberían ser imputados bien al distribuidor, bien al comercializador, en función de quién esté incurriendo en incumplimiento del plazo de remisión.

A este respecto, algún agente participante en la mesa de diálogo ha elaborado una propuesta de procedimiento, presentada en el grupo de trabajo GT2 de cambio de comercializador, para poder calcular los retrasos únicamente imputables al distribuidor a efectos de que éste asuma el término de descuento por retardo en la activación del autoconsumo. El artículo 16.3 del Real decreto de autoconsumo, prevé que el coste de este término sea asumido por la empresa distribuidora (que no puede incorporarlo a su retribución a cargo del sistema), pero la distribuidora puede a su vez repercutirlo a la comercializadora si es capaz de justificar ante la CNMC que el retraso es debido a la inacción, omisión o error de esta última.

A pesar de que dicha propuesta ya ha sido abordada en el grupo de trabajo GT2, sin que se haya llegado a una decisión clara entre los participantes, se prevé retomar de nuevo esta cuestión en este grupo de trabajo, al objeto de establecer un procedimiento transparente y objetivo.

No obstante, se considera necesario que una norma de rango superior a la resolución de Formatos de la CNMC identifique el momento en que el distribuidor “dispone de toda la documentación” necesaria para dar inicio al periodo de dos meses.

7.2 Consideraciones en materia de medida

Puesta a disposición de datos de energía generada para el consumidor

Ya ha sido señalado que en el P.O. 10.11 se determina la información que el distribuidor pone a disposición de los participantes del sistema de medidas y de los consumidores.

Según este procedimiento de operación, para los consumidores que tienen curva de carga horaria, el distribuidor tiene habilitado un portal web donde éstos pueden consultar, entre otros datos, la energía consumida, autoconsumida o vertida a la red a nivel horario (para consumidores con puntos de medida tipo 3, 4 o 5) o cuarto horario (para consumidores con puntos de medida tipo 1 y 2) por periodo de facturación. No obstante, para los consumidores con equipos de medida en frontera tipo 3, 4, 5, indica el apartado 5.3.2 del PO 10.11 que la energía horaria será la CCH_FACT (curva de carga horaria a efectos de facturación), lo que para estos consumidores reduce esa información a la diferencia horaria entre la energía consumida de la red y la energía vertida a la red.

Por lo que respecta a la información a la que acceden los comercializadores, según el anexo del PO 10.11, los distribuidores tienen que poner a disposición de los comercializadores y consumidores directos (o de sus representantes), las

eléctrico (RPM)⁴⁴, serán las mismas para los equipos de medida y correspondientes al tipo más exigente de todos ellos.

Los agentes participantes en la mesa señalan que, en un autoconsumo a través de la red cuya instalación de generación tenga una potencia superior a 100 kW, puede darse el caso de que el equipo de medida de la instalación de generación sea tipo 1 o 2, mientras que el equipo de medida del consumidor asociado que esté conectado en baja tensión sea tipo 3, 4 o 5. La literalidad del artículo 12.3 obligaría en este caso al consumidor a disponer de un equipo de medida con la precisión de un equipo tipo 1 o 2.

Entienden los agentes que en estos casos habría que interpretar que el real decreto permite considerar de manera independiente la configuración de medida de la instalación de generación y la de la instalación de consumo, no obstante lo cual, se precisaría aclaración o exención expresa en la normativa para no incurrir en incumplimientos.

Sobre esta cuestión la MAIN del Real Decreto de autoconsumo deja claro que no deben considerarse por separado los equipos de la generación y del consumo, al señalar lo siguiente: *“En el artículo 12 se introducen importantes novedades frente a lo anteriormente recogido en el anterior real decreto de autoconsumo ya que los requisitos técnicos exigidos a los equipos de medida de generación y consumo serán los que les corresponda a cada uno de ellos en función de su potencia y energía de manera independiente, si bien, las obligaciones de medida, liquidación y facturación establecidas en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y demás normativa de aplicación, serán las mismas para todos los equipos de medida y correspondientes al tipo más exigente de todos ellos”.*

Saldo neto cuartohorario

La implantación del *Imbalance Settlement Period* (ISP) en 15 minutos⁴⁵ en el mercado eléctrico plantea dudas sobre si deberá realizarse el actual saldo neto horario de las magnitudes de energía ligadas al autoconsumo (energía

⁴⁴ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

⁴⁵ De acuerdo con el Reglamento europeo de balance (UE) 2017/2195 publicado el 23 de noviembre de 2017, está previsto que antes del 31/12/2024, REE liquide los desvíos con periodos de 15 minutos.

no crear confusión al consumidor, deberían evitarse la denominación de estos productos como “baterías virtuales”⁴⁶.

Con el fin de organizar las soluciones posibles a este respecto, sería conveniente que la normativa se revisara para regular estas nuevas modalidades, o en su caso, eliminar posibles restricciones a la compensación más allá de un mes.

Coeficientes dinámicos para repartir la energía autoconsumida

El autoconsumo colectivo se articula en el Real decreto de autoconsumo en torno a unos coeficientes de reparto de la energía generada neta por instalación de generación asociada al autoconsumo, cuya suma tiene que ser igual a 1 en cada hora del periodo de facturación. Estos coeficientes definidos por acuerdo de todos los consumidores se aplican sobre la energía neta horaria generada. El resultado individualizado para cada consumidor se compara con la energía horaria consumida por el consumidor, para determinar si éste ha consumido energía de la red o ha tenido excedentes en dicha hora.

Para el caso en que el resultado de esta comparación muestre que el consumo individual de un consumidor (ci) es mayor que su generación individual (gi), pueden darse varias situaciones:

- a) Que el consumidor esté consumiendo energía de los excedentes de otro participante del autoconsumo colectivo, y no consuma energía de la red.
- b) Que el consumidor esté consumiendo energía proveniente de la red.
- c) Que el consumidor consuma tanto energía excedentaria de otro participante de autoconsumo, como energía de la red.

En el caso a), la generación total es superior al consumo total ($GT > CT$) del conjunto de los consumidores asociados al autoconsumo, lo que implica que no hay consumo físico de energía de la red, a pesar de lo cual el consumidor estaría pagando peajes por la energía que ha sido calculada como diferencia entre su consumo individual y su generación individual (ci-gi).

⁴⁶Esta propuesta fue recogida en el informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad- año 2022 y avance 2023- IS/DE/027/23
<https://www.cnmc.es/expedientes/isde02723>

En los casos b) y c), con el actual modelo de coeficientes definidos a priori, no se tiene en cuenta la contribución de cada consumidor a la cantidad de energía consumida de la red.

Un modelo más evolucionado presentado en la mesa de diálogo consiste en utilizar coeficientes de reparto dinámicos que permiten corregir los coeficientes determinados inicialmente y favorecer a aquellos consumidores que mejor ajusten la generación a su autoconsumo, así como ajustar el pago de peajes y cargos a la energía realmente consumida de la red.

Un ejemplo permite comprender esta propuesta más fácilmente:

Se consideran 3 consumidores que han acordado los coeficientes horarios iniciales (β_i) siguientes para la hora h:

Consumidor	Coefficiente inicial (β_i)
1	$\beta_1 = 0,6$
2	$\beta_2 = 0,2$
3	$\beta_3 = 0,2$
Total	$\sum \beta_i = 1$

En la hora h, la energía total generada es $GT = 10$ kWh.

Por su parte, el consumo medido en el punto frontera de cada consumidor en la hora h es el siguiente:

Consumidor	Consumo en punto frontera (kWh)
1	$c_1 = 3$ kWh
2	$c_2 = 4$ kWh
3	$c_3 = 7$ kWh
Consumo total	$CT = 14$ kWh

- Facturación de los consumidores con la normativa actual

En aplicación de los coeficientes iniciales β_i , la energía generada neta individualizada g_i de cada consumidor en la hora h ha sido:

Consumidor	E generada neta individualizada (kWh)
1	$g_1 = GT \cdot \beta_1 = 10 \text{ kWh} \cdot 0,6 = 6 \text{ kWh}$
2	$g_2 = GT \cdot \beta_2 = 10 \text{ kWh} \cdot 0,2 = 2 \text{ kWh}$
3	$g_3 = GT \cdot \beta_3 = 10 \text{ kWh} \cdot 0,2 = 2 \text{ kWh}$

Comparando el consumo de cada consumidor (c_i) con la generación de cada consumidor (g_i), con la normativa actual, en la factura de cada consumidor, para la hora h se considerará que:

Consumidor	Facturación	¿Pago peajes?
1	$\Delta 1 = c_1 - g_1 = 3 - 6 = -3$ kWh (excedentes)	No
2	$\Delta 2 = c_2 - g_2 = 4 - 2 = +2$ kWh (consumo)	Sí (2 kWh)
3	$\Delta 3 = c_3 - g_3 = 7 - 2 = +5$ kWh (consumo)	Sí (5 kWh)

Es decir, el consumidor 1 ha exportado 3 kWh a la red, exentos de peajes de generación. Los consumidores 2 y 3 han consumido respectivamente de la red 2 kWh y 5 kWh. Por esos 7 kWh deberán abonar el término de energía de los peajes y cargos de consumo.

Sin embargo, si se descuenta del total de energía consumida por los 3 consumidores en sus puntos frontera el total de energía neta generada en la hora h , la energía total consumida de la red es la equivalente a 4 kWh:

$$CT - GT = 14 - 10 = 4 \text{ kWh}$$

Según lo anterior, se han pagado más peajes y cargos de consumo (7 kWh) que los que corresponden a la energía físicamente consumida de la red (4 kWh).

- Facturación de los consumidores basada en propuesta de coeficientes dinámicos

Se calculan ahora los **nuevos coeficientes dinámicos** γ_i , que permiten asignar a cada participante cuyo consumo individual supera a su generación individual la diferencia de estos dos términos, es decir, su desvío, en función de los desvíos generados por el resto de los participantes en su misma situación.

$$\gamma_i = \frac{c_i - g_i}{\sum_{c_i - g_i > 0} (c_i - g_i)}$$

Consumidor	Coefficiente dinámico final γ_i
1	-
2	$\gamma_2 = \Delta 2 / (\Delta 2 + \Delta 3) = 2 / (2 + 5) = 0,29$
3	$\gamma_3 = \Delta 3 / (\Delta 2 + \Delta 3) = 5 / (2 + 5) = 0,71$

El consumo individual de energía proveniente de la red para cada consumidor $c_{i,red}$ se calcula proporcionalmente aplicando el nuevo coeficiente dinámico:

$$c_{i,red} = \gamma_i (CT - GT)$$

La materialización de las propuestas presentadas requiere que se acometan las modificaciones normativas que posibiliten su aplicación.

Dentro de su ámbito de actuación, la CNMC cuenta con instrumentos regulatorios que pueden facilitar y dinamizar la tramitación de las instalaciones de autoconsumo y la activación en las facturas de los consumidores.

Así, esta Comisión publicará próximamente la circular de acceso y conexión de la demanda, que incorpora actuaciones concretas orientadas a aportar mayor concreción, homogeneidad y transparencia a todas las fases que componen la gestión integral de los expedientes de autoconsumo, a través de las plataformas web que implementarán los distribuidores. Por otra parte, la CNMC contempla también modificaciones a incorporar en la circular de acceso y conexión de la generación.

Esta labor de la CNMC continuará en los próximos meses, a través de grupos de trabajo en los que participen los sujetos que han intervenido en la mesa de diálogo, al objeto de valorar de manera conjunta el detalle del desarrollo de estas modificaciones regulatorias.

La aprobación de la resolución de nuevos ficheros de intercambio entre distribuidores y comercializadores de la CNMC contribuirá a dotar de agilidad la activación de los autoconsumos colectivos, con la incorporación entre otras cuestiones de la posibilidad de intervención de un representante del conjunto de consumidores y productores de un autoconsumo colectivo que realice de manera centralizada las gestiones ante el distribuidor y el comercializador.

El autoconsumo colectivo presenta cifras de desarrollo reducidas (menos de un 1% de la potencia instalada de autoconsumo corresponde a modalidades asociadas a autoconsumos colectivos), y requiere de la implicación de todos los sectores afectados para su impulso y proliferación. La consolidación de la figura del gestor de autoconsumo, cuyo alcance y definición deben terminar de perfilarse por parte del MITERD y del IDAE, puede ser un elemento importante para permitir este desarrollo.

Respecto a las cuestiones que no competen a este organismo, los elementos introductorios para la toma de decisión por parte del MITERD (en relación con la aprobación definitiva de los correspondientes procedimientos de operación, las modificaciones que afecten al Real decreto de autoconsumo y a otros reales decretos, la resolución por la que se aprueba el contenido mínimo de la factura) han sido expuestos en este informe. La toma en consideración de estas propuestas y su análisis pormenorizado posterior se revela importante para dar continuidad al crecimiento que ha experimentado el autoconsumo en nuestro país en los dos últimos años.

