



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**

INFORME SOBRE LAS CONCLUSIONES DE LA MESA DE DIÁLOGO DE AUTOCONSUMO

INF/DE/106/24

Fecha: 11 de julio de 2024

www.cnmc.es

INFORME SOBRE LAS CONCLUSIONES DE LA MESA DE DIÁLOGO DE AUTOCONSUMO

INF/DEE/106/24

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 11 de julio de 2024

CONTENIDO

1. Introducción	4
2. Seguimiento del despliegue del autoconsumo en España.....	6
2.1 Información disponible sobre instalaciones de autoconsumo	6
2.2 Seguimiento del despliegue del autoconsumo	13
3. Tramitación de las instalaciones de autoconsumo. Acceso y conexión de las instalaciones.....	19
3.1 Circular de acceso y conexión de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.....	19
3.2 Circular 1/2021 de la CNMC de acceso y conexión a las redes de las instalaciones de producción de energía eléctrica	24
3.3 Propuestas en materia de acceso y conexión	25
4. Procedimiento para la activación del autoconsumo	31
4.1 Procedimiento para la modificación del contrato ATR y contrato de suministro.....	31
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.....	34
4.3 Otras actuaciones facilitadoras del proceso de activación del autoconsumo	36
5. Intervención de las CCAA en la tramitación de las instalaciones de autoconsumo	37
5.1 Inscripción de las instalaciones de autoconsumo en los registros autonómicos y en RADNE.....	39
5.2 Inscripción de las instalaciones de potencia instalada hasta 100 kW en RAIPRE	45
5.3 Soluciones implementadas por las CCAA	46
5.4 Certificado CIE de la instalación de autoconsumo.....	49
6. Gestor de autoconsumo colectivo.....	52
7. Facturación y medida DEL AUTOCONSUMO	55
7.1 Consideraciones en materia de facturación.....	55
7.2 Consideraciones en materia de medida	61
8. Evolución del modelo de autoconsumo.....	64
9. Conclusiones	72

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.*

Con este objetivo, en noviembre de 2023 fueron convocados los agentes a su participación en tres mesas de diálogo distribuidas por temáticas:

- Mesa de Diálogo I: Acceso y Conexión y Contratación en autoconsumo
- Mesa de Diálogo II: Facturación
- Mesa de Diálogo III: Otros temas

El trabajo del grupo dio comienzo el 21 de noviembre de 2023, con la reunión preparatoria de la Mesa de Diálogo I, a la que siguieron el resto de las reuniones, que se extendieron hasta el 25 de enero de 2024.

El 16 de mayo tuvo lugar la reunión en la que se expusieron las valoraciones de la CNMC a las diferentes propuestas y se acordaron los próximos pasos a seguir. Para la preparación de dicha reunión, la CNMC remitió a todos los agentes participantes en la mesa de diálogo un primer borrador de este informe, al objeto de que los agentes pudieran realizar comentarios y observaciones.

Han participado en la mesa de diálogo los siguientes agentes:

- ACE (Asociación de Consumidores de Electricidad)
- ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)
- ALIANZA POR EL AUTOCONSUMO
- APPA RENOVABLES (Asociación de Empresas de Energías Renovables)
- ASEME (Asociación de Empresas Eléctricas)
- CIDE (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica)
- EDP ESPAÑA
- FENÍE (Federación Nacional de Empresas de Instalaciones Eléctricas, Telecomunicaciones y Climatización de España)
- GRANCEESS (Asociación de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica del Sector Servicios)
- HISPACOOOP (Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios)
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO
- REE (Red Eléctrica de España)

- REPSOL
- UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A.
- UNEF (Unión Española Fotovoltaica)

El trabajo desarrollado en la mesa de diálogo ha sido completado con reuniones organizadas por la Subdirección de Energía Eléctrica de la CNMC con los órganos competentes de algunas Comunidades Autónomas, para recabar el punto de vista de estos organismos autonómicos e información detallada sobre los procedimientos que han implementado. El borrador de informe de conclusiones de la CNMC sobre el desarrollo de la mesa de diálogo fue también remitido a todas las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla (en adelante CCAA), y las consideraciones que éstas han trasladado han sido incorporadas la informe.

Este documento no pretende recoger de manera exhaustiva todas las propuestas presentadas por los participantes de la mesa de diálogo, sino realizar un análisis general del estado en el que se encuentra la actividad de autoconsumo en nuestro país y de las medidas más relevantes que han sido identificadas por los propios agentes como necesarias para acelerar y consolidar el despliegue del autoconsumo que viene constatándose desde hace unos años.

2. SEGUIMIENTO DEL DESPLIEGUE DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

2.1 Información disponible sobre instalaciones de autoconsumo

Red Eléctrica de España (REE) dispone en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) de información estructural sobre las instalaciones de autoconsumo que permite identificar la modalidad de autoconsumo, relacionar las instalaciones de consumo, generación y almacenamiento asociadas a cada autoconsumo, así como conocer las características técnicas de las instalaciones.

Para las instalaciones de las que el Operador del Sistema (OS) no es encargado de la lectura², estos datos son puestos a disposición en el concentrador principal

² Los encargados de la lectura para los distintos tipos de punto de medida están definidos en el artículo 3.12 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

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.

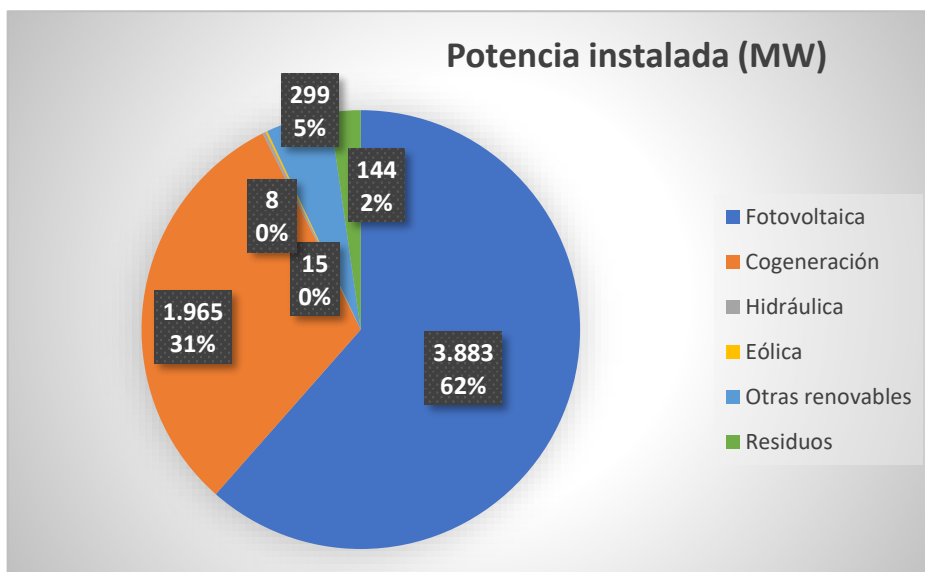
Según la información del SIMEL, la potencia total de autoconsumo instalada en España es de 6.314 MW, de los cuales:

- 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:

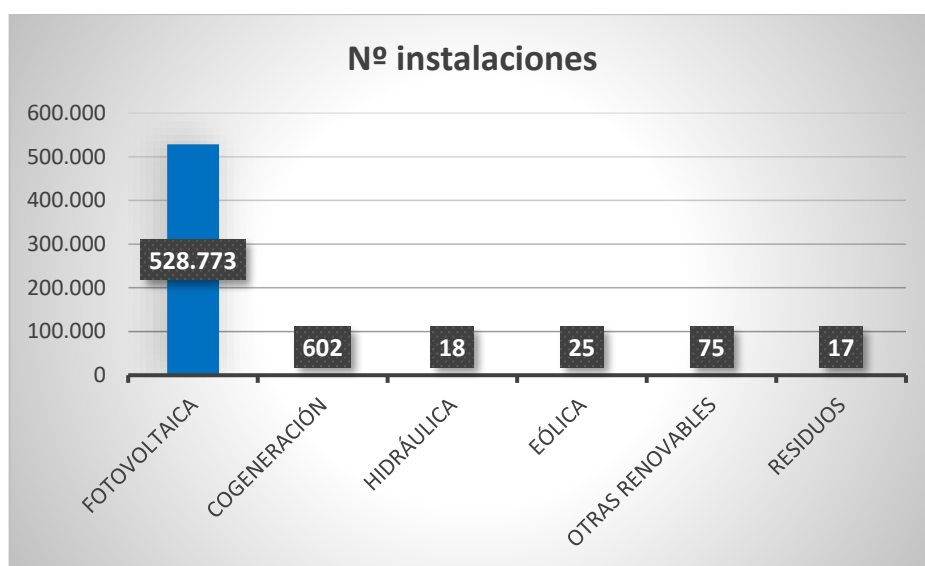
- 528.773 instalaciones fotovoltaicas
- 602 instalaciones de cogeneración
- 25 instalaciones eólicas
- 18 instalaciones hidráulicas
- 75 instalaciones de otras tecnologías renovables
- 17 instalaciones de residuos

Gráfico 1. Potencia de autoconsumo instalada en España



Fuente: REE (SIMEL)

Gráfico 2. Instalaciones de autoconsumo en España

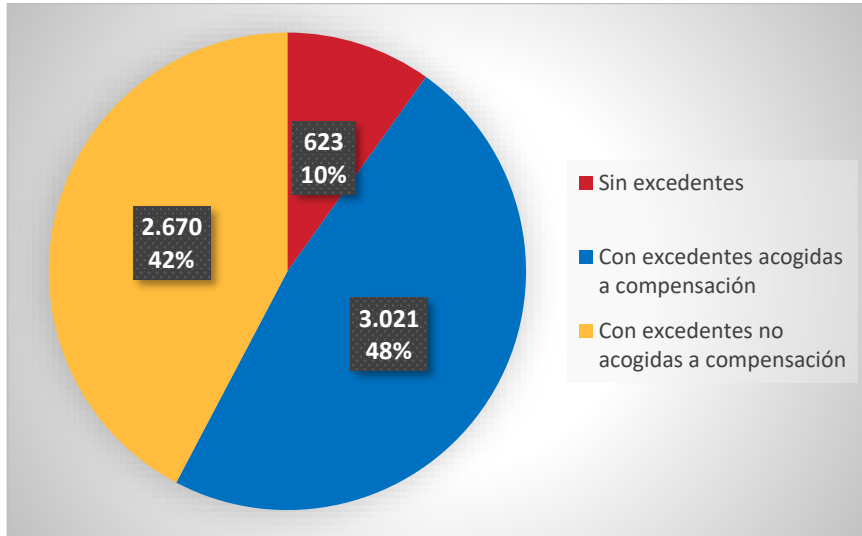


Fuente: REE (SIMEL)

Por modalidad de autoconsumo, hay:

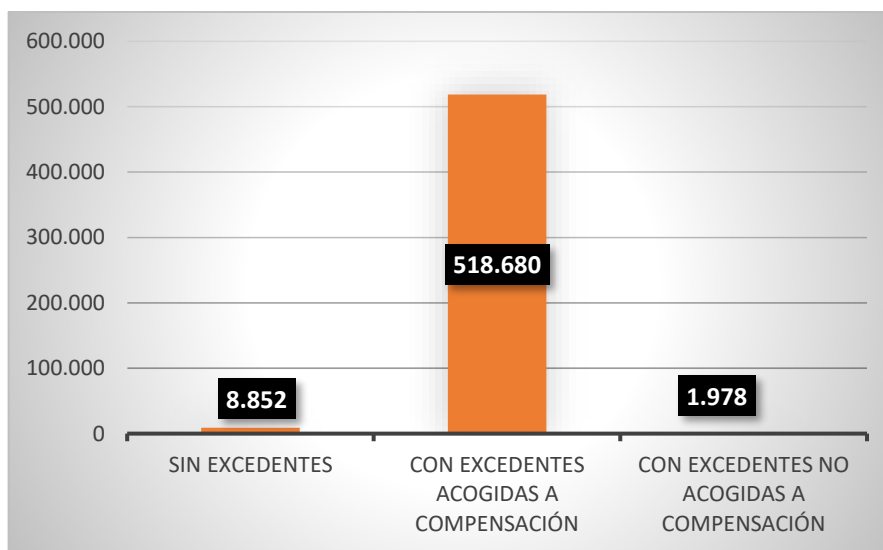
- 8.852 instalaciones de autoconsumo sin excedentes (623 MW)
- 518.680 instalaciones con excedentes acogidas a compensación (3.021 MW)
- 1.978 instalaciones con excedentes no acogidas a compensación (2.670 MW)

Gráfico 3. Potencia instalada por modalidad de autoconsumo



Fuente: REE (SIMEL)

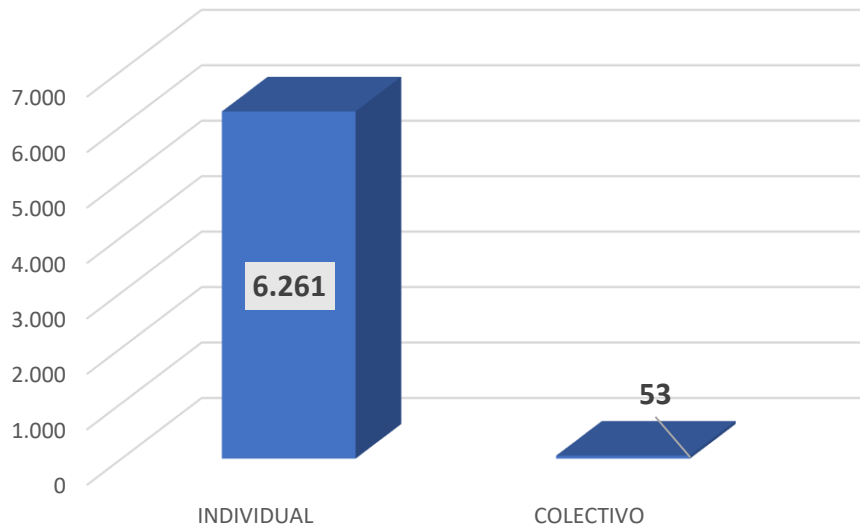
Gráfico 4. Número de instalaciones por modalidad de autoconsumo



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)

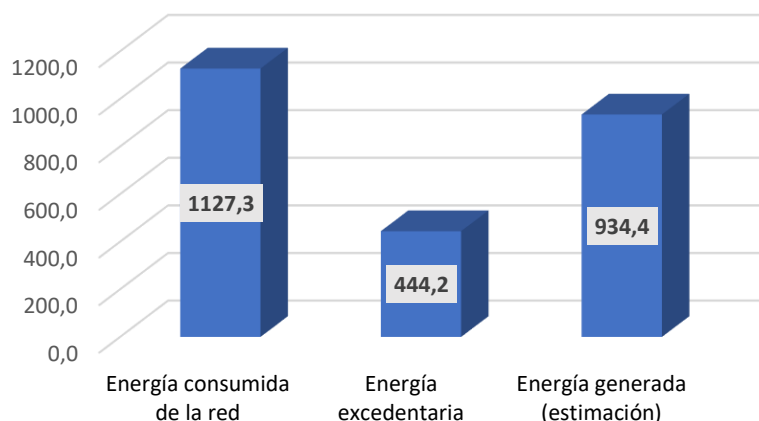


Fuente: REE (SIMEL)

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.

Gráfico 6. Energía consumida, excedentaria y generada



Fuente: REE (SIMEL). Si la instalación dispone de equipo de medida de generación neta, la energía generada se calcula a partir de los datos de dicho equipo de medida. En caso contrario, se estima. La estimación horaria de la energía generada se calcula como el valor de la potencia de la instalación multiplicado por un coeficiente horario. Este coeficiente se calcula sobre la base de la medida horaria de otras instalaciones fotovoltaicas en la misma ubicación geográfica.

Los distribuidores han comenzado igualmente a reportar datos técnicos y de energía sobre las instalaciones de autoconsumo a la CNMC.

Toda esta información se considera necesaria poder llevar a cabo el análisis requerido en los apartados 4 y 5 de la disposición adicional primera del Real decreto de autoconsumo y, en particular, a efectos del seguimiento de la actividad de autoconsumo y de su incidencia en los ingresos del sistema, es de interés para esta Comisión conocer el desglose de los datos de energía consumida, vertida a la red y generada (estimada) por periodo horario según la estructura de peajes de transporte y distribución establecida en la Circular 3/2020 de la CNMC⁹.

Además, la CNMC considera necesario solicitar a futuro otro tipo de información complementaria a los distribuidores, que permita observar la evolución de la gestión de los expedientes de autoconsumo y realizar un seguimiento de los plazos y las dificultades con las que se están encontrando para su efectiva activación y aplicación en la factura del consumidor final; dificultades que han sido puestas de manifiesto por los propios distribuidores y resto de agentes durante la mesa de diálogo y que la CNMC ha podido constatar en los

⁹ Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

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

de abril) y 80.382 instalaciones (lo que supone un 15,2% de las instalaciones que constaban en abril 2024 en SIMEL).

Estos datos ponen de manifiesto que por el momento este registro adolece de falta de información y por lo tanto no permite cumplir el objetivo estadístico y de seguimiento previsto en la LSE y en el Real decreto de autoconsumo.

A través de las reuniones organizadas con los organismos competentes de diferentes CCAA, la CNMC ha recabado información sobre las dificultades encontradas en este proceso de remisión de información a RADNE, las cuales se desarrollan con mayor detalle en los apartados 4 y 5 del informe.

3. TRAMITACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO. ACCESO Y CONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES.

La puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo comprende todas las fases desde su diseño hasta el inicio de su actividad, y por tanto abarca el procedimiento de otorgamiento del permiso de acceso y conexión, así como el resto de los contratos, autorizaciones y notificaciones regulados en la normativa en vigor.

En lo que respecta al procedimiento de acceso y la conexión a la red, se trata de un proceso complejo en el que deben cumplirse distintos requisitos regulados por administraciones diversas: se deben atender hitos regulados por el MITERD, requisitos de seguridad y calidad industrial estipulados por el Ministerio de Industria y Turismo (MINTUR), normas específicas aprobadas por las CCAA en el ámbito de sus competencias, requisitos de medida regulados en reales decretos y procedimientos de operación aprobados por el MITERD, así como criterios para evaluar la capacidad de acceso y contenidos de las solicitudes y contratos regulados por la CNMC.

Las instalaciones de autoconsumo se encuentran afectadas por la misma complejidad en el procedimiento de acceso y conexión a la red que el resto de las instalaciones, con la dificultad añadida de su dualidad, al disponer simultáneamente de instalaciones de demanda y de generación.

3.1 Circular de acceso y conexión de las instalaciones de demanda de energía eléctrica

En este contexto, durante la mesa de diálogo se han abordado las dificultades existentes en materia de acceso y conexión de las instalaciones. Estas dificultades están ligadas a falta de concreción de la normativa, heterogeneidad en la actuación y documentación solicitada tanto por parte de las compañías

distribuidoras como por parte de las CCAA, desconocimiento de los trámites a realizar por parte de los consumidores solicitantes o instaladores y falta de visibilidad sobre el estado de la tramitación para estos últimos. Todo ello redundará en disfunciones que se originan por la interacción de esta variedad de sujetos.

Tal y como se ha comentado en la mesa, algunos de estos problemas encontrarán solución en el marco de la futura **circular de acceso y conexión de las instalaciones de demanda de energía eléctrica**, cuya segunda versión finalizó el trámite de audiencia pública el 9 de febrero de 2024¹¹.

Aunque su ámbito de aplicación es más extenso, esta circular introduce medidas de transparencia y homogeneización que también afectan a los consumidores que realizan autoconsumo.

En primer lugar, en lo que respecta al procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión de la demanda, la propuesta de circular concreta la definición del contenido de las solicitudes, permisos y contratos, y establece criterios homogéneos para evaluar la capacidad de acceso y conexión y las causas de denegación de los permisos.

Además, con la circular se avanza en el desarrollo de las **plataformas web**, ya previstas en el artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre¹², y que tendrán que cumplir con lo previsto en la circular, contribuyendo así a dar cumplimiento a la obligación establecida del artículo 40.2.u) de la LSE, por el que las distribuidoras *“deben disponer de un servicio de atención a los titulares de instalaciones de autoconsumo, que permita interponer quejas, reclamaciones e incidencias en relación con los expedientes de acceso a la red de dichas instalaciones, así como obtener información sobre cuál es el siguiente paso en la gestión, quién es el sujeto que debe de ejecutarlo, los plazos que resulten de aplicación y toda aquella información que resulte relevante y de la que el consumidor deba disponer para la tramitación del expediente”*. Un servicio que, según el referido artículo, debe permitir realizar solicitudes de información sobre el estado de los expedientes.

¹¹ Disponible en:

<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/circular-metodologia-acceso-y-conexion-energia-electrica>

¹² El artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estipula que los gestores de las redes de transporte y distribución deberán disponer de plataformas web dedicadas a la gestión de solicitudes de acceso y conexión, tramitación e información sobre el estado de las mismas, en las que los solicitantes podrán consultar el estado de la tramitación de sus solicitudes

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.

En términos más amplios, se propone por parte de estos participantes que todas las referencias realizadas en el Real decreto de autoconsumo a la potencia instalada se entiendan referidas al permiso de acceso a la red. Así, un autoconsumo que inyecte a la red una energía inferior a la correspondiente a una capacidad de acceso de 100kW, con independencia de su potencia instalada, podría acogerse al mecanismo de compensación simplificada (mecanismo que la LSE prevé únicamente para las instalaciones con potencia instalada no superior a 100 kW).

Sobre esta cuestión, la CNMC estima que, dado que la propuesta tiene una incidencia directa en la seguridad de suministro y en la operación de la red, esta no debería aplicarse al amparo de interpretaciones normativas.

Los conceptos de potencia instalada y de capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso son diferentes y su definición debe ser siempre inequívoca. Así, la definición de potencia instalada está claramente definida en el Real decreto de autoconsumo. En el caso de que se modificara este real decreto pasando a referenciar los umbrales de potencia de las instalaciones a la capacidad de acceso y no a la potencia instalada, se considera que debería existir un procedimiento que asegurara, aun estando exentas las instalaciones de solicitar permiso de acceso y conexión, en el caso de que su potencia instalada superara un determinado umbral, el cumplimiento de los vertidos dentro de los límites previstos.

Por otra parte, desde la aprobación del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre,¹⁹ se permite a las Comunidades Autónomas regular la supresión de la obligatoriedad de obtención de autorización administrativa previa y de construcción a las plantas de hasta 500 kW de potencia instalada, umbral que con anterioridad se fijaba en 100 kW, permitiendo de este modo agilizar la tramitación de estas instalaciones.

¹⁹ Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

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.

Umbral para la exención de las garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación

El artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, exime de presentar garantías para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión a las instalaciones asociadas a una modalidad de autoconsumo con excedentes de potencia instalada no superior a 100 kW, salvo que formen parte de una agrupación cuya potencia sea superior a 1 MW.

El sector solicita que se amplíe el umbral de potencia instalada para quedar exento de la presentación de garantías.

La CNMC considera que esta medida podría implicar que proyectos que finalmente no sean ejecutados acaparen capacidad de acceso, por lo que requeriría una mayor justificación. La interposición de garantías económicas es un filtro previo para que las solicitudes de los permisos respondan a una voluntad real de realizar las inversiones.

Criterios con los que se resuelven los concursos de capacidad

Los concursos de capacidad están regulados en el capítulo V del ya referido Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Los agentes de la mesa de diálogo de autoconsumo estiman que no existe visibilidad hoy en día para tomar la decisión de acometer proyectos de instalaciones de autoconsumo, los cuales deben proyectarse en zonas donde hay demanda de consumo (y no tanto donde hay capacidad). Su propuesta al respecto es que se pongan en conocimiento públicamente los criterios que aplicarán a la resolución de los concursos de capacidad, el calendario de concursos y qué nudos van a salir en cada uno.

La CNMC se ha mostrado siempre favorable a que se proporcione una mayor predictibilidad a los agentes en el proceso de otorgamientos del acceso a las redes, y consecuentemente valoró de manera positiva la inclusión de un calendario indicativo de subastas para el periodo 2022-2026 en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre²², con los volúmenes mínimos para cada tecnología. Por ello, se considera que cualquier avance en este sentido que

²² Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025

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).

4. PROCEDIMIENTO PARA LA ACTIVACIÓN DEL AUTOCONSUMO

4.1 Procedimiento para la modificación del contrato ATR y contrato de suministro

Según queda establecido en los artículos 8 y 9 del Real decreto de autoconsumo, el proceso de activación de cualquier modalidad de autoconsumo, o el proceso de modificación de un autoconsumo existente (por ejemplo, por cambio en la potencia de la instalación de generación o por cambio en la modalidad de autoconsumo), supone la modificación del contrato de acceso de terceros a la red (ATR) que el consumidor tenga suscrito con el distribuidor o, en su caso, con el transportista. El contrato ATR debe modificarse, por tanto, para que quede recogido que el consumidor está acogido a una modalidad de autoconsumo, o para recoger la modificación del autoconsumo²⁵.

También debe modificarse el contrato ATR para los servicios auxiliares de producción cuando éstos requieran un contrato ATR diferente al del consumidor. La fecha de alta o modificación del contrato ATR del consumidor y de los servicios auxiliares de producción debe ser la misma.

Además, el hecho de que un consumidor, o una instalación de producción con contrato de acceso para sus servicios auxiliares, esté acogido a una modalidad de autoconsumo, debe quedar reflejado en el contrato de suministro que tiene suscrito con la comercializadora (bien sea regulada o de libre mercado). Esta modificación del contrato de suministro de un consumidor es obligatoria, aun cuando no se vierta energía a las redes en ningún momento.

El procedimiento que establece el Real decreto de autoconsumo es el siguiente:

1. El consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tiene que dirigirse al distribuidor con el que disponga de contrato ATR, o al transportista, para solicitar la modificación del contrato. Puede hacerlo directamente o a través de la empresa comercializadora²⁶.

²⁵ Si no hay un contrato ATR previamente existente, el consumidor tiene que suscribirlo con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, reflejando en este primer contrato ATR que está acogido a una modalidad de autoconsumo.

²⁶ En los autoconsumos colectivos también puede hacerlo a través de un representante, como se verá más adelante en el informe.

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.

disponga de los documentos ya citados, el distribuidor puede remitir al comercializador el mensaje de modificación unilateral del contrato de acceso relativo a la activación, modificación o baja del autoconsumo, individual o colectivo, mediante el nuevo fichero M2.

Así, este nuevo Formato de modificación del contrato de acceso (fichero M2) se crea con el objetivo de agilizar la activación de los autoconsumos, y se ha denominado “Modificación unilateral en el contrato de acceso como consecuencia del autoconsumo”, en el sentido de que la modificación es planteada por el distribuidor cuando tiene conocimiento del alta, modificación o baja del autoconsumo, y es sometida al comercializador o consumidor correspondiente para que, en su caso, manifieste su posible disconformidad.

Teniendo en cuenta que la plataforma web que se va a regular en la circular de acceso y conexión de la demanda facilitará la gestión íntegra de los expedientes de autoconsumo, es importante que la plataforma ofrezca la posibilidad de que el representante de un autoconsumo colectivo la utilice para la remisión de esta documentación. Aunque es un aspecto que no se ha recogido expresamente en la circular de acceso y conexión de la demanda ni en la resolución de creación de nuevos formatos de intercambio de la CNMC, se ha propuesto su consideración entre los agentes participantes de la mesa de diálogo.

En la mesa de diálogo se ha convenido también que debe garantizarse que el representante pueda obtener información conjunta en la plataforma web sobre el estado de la tramitación de todos los sujetos asociados al autoconsumo colectivo (titulares de las instalaciones de consumo y de generación), evitando que tenga que realizar la solicitud de información de manera individual para cada sujeto.

Adicionalmente se introducen en la resolución, entre otros aspectos, modificaciones para que se puedan incluir en estos ficheros de intercambio la información necesaria sobre un consumidor que forme parte de más de un autoconsumo (autoconsumo multiCAU), y para intercambiar información sobre las reclamaciones relacionadas con autoconsumo. No obstante, como se verá más adelante, el autoconsumo multiCAU requiere modificaciones en los actuales procedimientos de operación, además de las medidas adoptadas en esta resolución.

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.

mismo antes de su remisión al distribuidor, evitando así rechazos innecesarios relacionados con el formato del fichero que dificultan la tramitación.

El grupo de trabajo GT2 de “cambios de comercializador” liderado por la CNMC y en el que participan los agentes comercializadores y distribuidores, continúa trabajando para facilitar los intercambios de información entre estos agentes, con nuevas modificaciones como las que se refieren al tratamiento de las reclamaciones relativas al autoconsumo en el fichero R1. En cualquier caso, se respetará la clasificación de los tipos de reclamaciones de acuerdo con las Guías de Buenas Prácticas en la tramitación, información y clasificaciones de reclamaciones elaborada por CEER³² e implementada en la Circular 2/2016, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, sobre petición de información sobre reclamaciones de consumidores de energía eléctrica y gas natural a los comercializadores y distribuidores³³.

Esta Comisión recomienda que, en el caso de que existan distribuidores que no dispongan todavía del validador del fichero de extensión .txt, procedan a su desarrollo.

Se indica también que en el grupo GT2 se ha acordado ampliar el título del fichero de extensión .txt, sobre la base de lo regulado en el anexo I del Real decreto de autoconsumo, añadiendo un código identificativo de la versión y su fecha.

En cuanto a los nuevos tipos de reclamaciones relacionados con el autoconsumo, estos deberán agruparse según la guía de CEER, y según queda recogido en la Circular 2/2016 de la CNMC, sobre información de reclamaciones de consumidores.

5. INTERVENCIÓN DE LAS CCAA EN LA TRAMITACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

No puede faltar en este análisis que se está llevando a cabo sobre el despliegue del autoconsumo en España, la perspectiva aportada por las distintas administraciones autonómicas, actores claves en el proceso de legalización de las instalaciones y a las que el Real decreto de autoconsumo impone diferentes obligaciones de remisión de información:

³² <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/7f82da6f-58d1-501f-0607-a0883f05f27c>

³³ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-7979

- Las CCAA deben remitir para todas las instalaciones de autoconsumo, con independencia de su modalidad o potencia instalada, la información contenida en el anexo II del real decreto a la DGPEM para la toma de razón en el RADNE de los datos de estas instalaciones.
- Si las CCAA disponen de registro autonómico de autoconsumo, deben inscribir de oficio en dicho registro las instalaciones de consumidores conectados en baja tensión y acogidos a una modalidad de autoconsumo cuya instalación de generación esté conectada en baja tensión y tenga una potencia instalada menor de 100 kW.
- Las CCAA deben también enviar a los distribuidores la información necesaria para que éstos puedan proceder a la modificación del contrato ATR de los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo cuando están conectados en baja tensión y la instalación generadora conectada a baja tensión tenga potencia instalada menor de 100 kW. Esta remisión se materializa a través del envío del formato de fichero A1 aprobado por resolución de la CNMC³⁴.

El contenido del fichero A1 incorpora, entre otros datos, los siguientes:

- Indicación de si se trata de un alta, baja o modificación del autoconsumo.
- Código de Autoconsumo (CAU) que identifica unívocamente la instalación de autoconsumo (todas las instalaciones de generación y CUPS asociados).
- Sección y subsección en el registro de autoconsumo.
- Indicación de si el autoconsumo es individual o colectivo.
- Datos del suministro como el CUPS³⁵ o la referencia catastral (aunque esta última no es obligatoria).
- Datos de la instalación de generación (tecnología, combustible, potencia instalada, tipo de conexión en función de si se trata de red interior o instalación próxima a través de red, esquema de medida, consideración de servicios auxiliares despreciables, referencia catastral).

³⁴ Resolución de la CNMC, de 17 de diciembre de 2019, por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la resolución de 20 de diciembre de 2016.

https://www.cnmc.es/sites/default/files/2786559_0.pdf

³⁵ Se indica en el fichero A1 que, cuando se trata de altas de nuevos autoconsumos sin contrato previo en vigor, el CUPS lo solicitará el instalador al distribuidor con carácter previo. Debe indicarse, además, si el CUPS es de la instalación de consumo o de servicios auxiliares.

- 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/>

son diversos y no están estandarizados. En ocasiones se insta a realizar la consulta a través de un buzón de correo electrónico o se propone al consumidor presentarla formalmente a través de la sede electrónica de la comunidad o ciudad autónoma; en otros casos se atienden las llamadas por teléfono.

Incluso en algunos territorios, a los consumidores conectados en baja tensión con instalaciones de autoconsumo de menos de 100 kW también conectadas en baja tensión, que están eximidos de realizar la inscripción en RADNE por sus propios medios, se les remite a cumplimentar los datos necesarios para solicitar una inscripción en el RADNE a través de las vías implementadas para los consumidores que sí están obligados a ello. Este último procedimiento debería ser evitado, puesto que va en contra de la finalidad con la que se adoptó la medida: evitar cargas innecesarias al ciudadano y facilitar en la medida de lo posible la tramitación de las instalaciones de autoconsumo.

Con el fin de facilitar al consumidor la información sobre el estado de tramitación de su instalación, sería conveniente que existiera un procedimiento para que RADNE comunicase de manera automática a la comunidad o ciudad autónoma tanto la inscripción de la instalación como el código de identificación de la instalación (necesario, por ejemplo, para solicitar a RADNE posteriores modificaciones de la instalación).

Pero para las CCAA con un importante volumen de instalaciones ubicadas en su territorio, esta solución tampoco supondría una garantía de que la información llega de manera ágil a los consumidores, por falta de capacidad para atender las solicitudes de información al respecto.

Por ello, se sugiere como mejora que se realicen en el futuro los desarrollos necesarios para facilitar en la aplicación RADNE que cualquier consumidor o productor, introduciendo su NIF, pueda tener acceso a los datos de su instalación que obran en el registro.

Alguna comunidad o ciudad autónoma ha sugerido que los códigos de identificación de las instalaciones sean generados por el propio organismo autonómico antes de realizar la solicitud de inscripción en RADNE (lo que requeriría, para que la gestión fuera posible, de códigos específicos por territorio, por ejemplo, con dos letras identificativas de la comunidad o ciudad autónoma al inicio del código), lo que podría facilitar la gestión de las posteriores modificaciones en RADNE.

Por otra parte, se ha podido comprobar que existen diferencias considerables entre los registros de las CCAA y los datos obrantes en SIMEL. En determinados casos, el registro autonómico contiene una potencia total instalada de autoconsumo superior a la potencia registrada en el SIMEL para el ámbito geográfico de la comunidad o ciudad autónoma. Incluso para ciertas CCAA, la

información del SIMEL muestra menor potencia instalada de instalaciones de autoconsumo de tecnología fotovoltaica que la que se encuentra inscrita en el RADNE, a pesar de que este registro cuenta con escasa información actualmente.

Esto último podría explicarse por la existencia de instalaciones de autoconsumo de potencia instalada no superior a 100 kW que han sido inscritas en el correspondiente registro sin que finalmente el autoconsumo se haya activado por parte del distribuidor, o por la existencia de instalaciones de autoconsumo cuya instalación de generación supera los 100 kW para las que el consumidor ha realizado la solicitud de inscripción en el registro, pero no ha solicitado la modificación del contrato ATR a la distribuidora (para estas instalaciones de más de 100 kW las CCAA no intervienen en el proceso de remisión de la información a las distribuidoras). Y es que aunque el Real decreto de autoconsumo impone al consumidor que se acoge a una modalidad de autoconsumo la obligación de comunicarlo a la empresa distribuidora, en determinadas modalidades (como la de autoconsumo sin excedentes) la no modificación del contrato ATR no tiene implicaciones directas en la facturación del consumidor o en la venta de sus excedentes en el mercado eléctrico de producción, por lo que el consumidor puede no ver la necesidad de tramitar la modificación de su contrato ATR.

Algunas CCAA han solicitado a la CNMC la posibilidad de implementar en todos los territorios un proceso de intercambio periódico de información entre los distribuidores y las CCAA de instalaciones de autoconsumo ya registradas, posterior al envío de los ficheros A1, para poder llevar a cabo comprobaciones ante eventuales errores en sus propios registros y para poder identificar las modificaciones contractuales que son solicitadas por los consumidores directamente sin pasar por la CCAA (se entiende que en este último caso se trata de modificaciones que no afectan al CIE, puesto que de lo contrario la comunidad o ciudad autónoma tendría esa información, ya que debe diligenciar dicho certificado).

La CNMC ha abordado con las CCAA el enfoque de esta cuestión, pero el resultado no ha sido concluyente, puesto que las CCAA están actualmente centradas en optimizar los procesos puestos en marcha de remisión de información, y esta gestión supondría una carga de gestión y trabajo adicional que no se encuentran en condiciones de asumir de manera satisfactoria.

En todo caso, para avanzar en el análisis de este problema, la CNMC ha facilitado un marco de colaboración a REE para el desarrollo de un proyecto de seguimiento y contraste entre la información obrante en los registros autonómicos y el SIMEL, en el que gran parte de las CCAA han mostrado interés en participar.

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 RAIPRE o por el número de inscripción en el RADNE y, a excepción de las instalaciones de la sección primera del RAIPRE, por su CIL.

También se establece que, para solicitar un cambio del sujeto de liquidación, se hará constar la clave de registro en el RAIPRE o el número de inscripción en el RADNE en el caso de las instalaciones de generación que, no estando inscritas en el RAIPRE, 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

en el RAIPRE a las instalaciones de potencia hasta 100 kW que lo solicitan a través de los canales habituales utilizados por los productores que sí están obligados por normativa a solicitar la inscripción de sus instalaciones en el RAIPRE. De esta manera, la comunidad o ciudad autónoma posibilita y garantiza su participación en el mercado eléctrico, si bien utiliza para ello, nuevamente, un procedimiento que no evita las cargas adicionales ni a los productores acogidos a una modalidad de autoconsumo ni a la propia comunidad y ciudad autónoma.

Estas dificultades que se están produciendo para la inscripción en RAIPRE desde RADNE de las instalaciones de menos de 100 kW o para la participación en el mercado eléctrico a partir de los datos obrantes en RADNE deberían ser resueltas sin ocasionar cargas adicionales para el consumidor. Si los desarrollos técnicos que se hayan intentado acometer no han resultado satisfactorios, la normativa debería ser modificada para que ésta contemple procedimientos factibles que garanticen su aplicación. La simplificación de la información contenida en los registros de autoconsumo y producción, o la configuración de ciertos campos como no obligatorios, podrían aportar mayor flexibilidad y sencillez en el proceso.

La CNMC analizará, no obstante, todas las vías y alternativas posibles para que la participación de estos consumidores en el mercado de producción sea efectiva a partir de su inscripción en el RADNE.

Habida cuenta de las dificultades que se están poniendo de manifiesto para atender los requisitos del Real decreto de autoconsumo para las instalaciones de potencia inferior a 100 kW, no parece conveniente ampliar el umbral de potencia de las instalaciones que deben ser tramitadas de oficio por las CCAA hasta un umbral de 450 kW, como ha sido solicitado por algún agente de la mesa de diálogo, y cuya consideración implicaría también un cambio normativo con rango de ley.

5.3 Soluciones implementadas por las CCAA

Todo lo descrito anteriormente implica que las CCAA han debido desarrollar, en primer lugar, un procedimiento específico de recogida de información adicional a la contenida en el CIE para completar el fichero A1 y para cumplimentar el fichero Excel con la información del anexo II del Real decreto de autoconsumo que remiten al MITERD para la inscripción en el RADNE y, en segundo lugar, han tenido que diseñar un procedimiento de remisión de dichos ficheros A1 a las empresas distribuidoras.

En estos procedimientos pueden verse involucrados diferentes órganos de la misma comunidad o ciudad autónoma, si la competencia de la legalización de instalaciones ubicadas en su ámbito territorial recae en un órgano diferente al que compete la gestión de la actividad de autoconsumo. En las CCAA

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.

El inconveniente de esta manera de proceder es que resultaría muy laborioso para los distribuidores en el caso de CCAA con un alto volumen de tramitación de instalaciones de autoconsumo, ya que la descarga de los A1 se realiza de manera individual para cada instalación, por lo que actualmente se está llevando a cabo en CCAA que tramitan menor cantidad de instalaciones.

- Otras CCAA han creado un servidor FTP donde los organismos competentes alojan los ficheros A1 en carpetas creadas para los distribuidores (cada distribuidor tiene una carpeta asignada) y donde estos últimos ponen también a disposición los ficheros rechazados.
- Algunas de las que tienen menor volumen de alta de instalaciones de autoconsumo, remiten de forma individualizada el fichero A1 a través de correo electrónico a la distribuidora.

Este proceso ha generado una serie de dificultades tanto para los organismos competentes como para las empresas distribuidoras. En ausencia de un procedimiento único y estandarizado, las distribuidoras deben responder a los diferentes procedimientos desarrollados por cada uno de los organismos para recibir los ficheros A1 y, por su parte, las CCAA deben adaptarse a las operativas implementadas por cada una de las empresas distribuidoras titulares de redes en su territorio para recibir los rechazos o incidencias de estos ficheros.

Aunque se ha avanzado mucho en el tratamiento de las anomalías generadas por la no recepción o rechazo de los ficheros A1, tanto por parte de los órganos autonómicos como de las empresas distribuidoras, persisten actualmente algunas ineficiencias que impiden tener bien identificados los expedientes que no han sido finalizados, lo que se traduce en retrasos en la activación del autoconsumo.

Para minimizar el número de rechazos, tanto de los ficheros A1 como de los envíos realizados al MITERD con la información del anexo II del Real decreto de autoconsumo para la inscripción en el RADNE, algunas de las CCAA que han podido desarrollar plataformas telemáticas para la cumplimentación de los datos por parte de los instaladores, han implementado validaciones iniciales en la introducción de dichos datos que resultan de gran utilidad.

Así, han configurado como datos obligatorios todos aquellos exigidos por el MITERD y por los distribuidores, de manera que el proceso de introducción de datos no finaliza si no se han rellenado estos campos obligatorios.

Además, las aplicaciones desarrolladas permiten comprobar por ejemplo la validez de un NIF introducido, el número de dígitos del CUPS y del CAU, o la coincidencia entre los primeros dígitos del CUPS y del CAU. Si se trata de un autoconsumo colectivo, algunas aplicaciones obligan a meter como primer

CUPS aquel a partir del cual se ha generado el CAU, y realizan la comprobación de que los primeros dígitos de ambos coinciden.

Una adecuada codificación de los ficheros rechazados es fundamental para su posterior gestión por parte de la comunidad o ciudad autónoma.

Es importante también que la gestión del código CAU sea similar por parte de todas las distribuidoras: algunas de ellas rechazan los ficheros A1 que contienen CAU que no han sido expresamente solicitados a la distribuidora y comunicados por ésta (aunque el código sea correcto y haya sido generado a partir del CUPS con la adición de "A000"), mientras que otras distribuidoras admiten estos CAU de los que no tenían conocimiento siempre que se hayan generado de manera correcta.

5.4 Certificado CIE de la instalación de autoconsumo

Las obligaciones contenidas en el REBT permiten a las CCAA disponer del CIE de la instalación, pero los agentes de la mesa de diálogo señalan que este documento no contiene toda la información que las CCAA deben trasladar a los distribuidores en el fichero A1 aprobado por resolución de la CNMC.

Como se ha expuesto anteriormente, el CIE es un certificado emitido por la empresa instaladora ejecutora de la instalación, en el que consta que la misma se ha realizado de conformidad con lo establecido en el REBT y sus ITC y de acuerdo con la documentación técnica. La ITC-BT-04 describe la información mínima que debe contener el CIE:

- a) los datos referentes a las principales características de la instalación;
- b) la potencia prevista de la instalación;
- c) en su caso, la referencia del certificado del organismo de control que hubiera realizado con calificación de resultado favorable, la inspección inicial;
- d) identificación de la empresa instaladora responsable de la instalación y del instalador en baja tensión que suscribe el certificado de instalación;
- e) declaración expresa de que la instalación ha sido ejecutada de acuerdo con las prescripciones del REBT y, en su caso, con las especificaciones particulares aprobadas a la compañía eléctrica, así como, según corresponda, con el proyecto o la memoria técnica de diseño.

A partir de estas bases, cada comunidad y ciudad autónoma ha desarrollado un modelo de certificado que en la mayoría de los casos incluye alguna información para recoger que la instalación de generación es una instalación de autoconsumo asociada a una o varias instalaciones receptoras de consumo.

El fichero A1, por su parte, y como se ha señalado en el apartado 4.2, incluye, además de los datos identificativos de la instalación eléctrica, datos que permiten caracterizar el autoconsumo, como la modalidad, si se trata de un autoconsumo individual o colectivo, y el CAU.

A la vista de todo lo anterior, algunos agentes de la mesa de diálogo consideran que el CIE debería poder reunir toda la información necesaria para realizar el envío del fichero A1 y del anexo II del Real decreto de autoconsumo.

A este respecto, el 22 de septiembre de 2023 finalizó el plazo para presentar alegaciones que otorgó el MINTUR, en segundo trámite de audiencia pública, al Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el REBT. Según se expone en su exposición de motivos, uno de los objetivos del proyecto de real decreto es adaptarlo a las condiciones recogidas en el Real decreto de autoconsumo.

El proyecto de real decreto introduce modificaciones en la ITC BT-04 sobre el contenido mínimo que debe comprender el CIE, especificando los datos concretos mínimos referentes a las principales características de la instalación e incluyendo algunos datos sobre verificaciones y ensayos. En cualquier caso, según la propuesta, el contenido mínimo propuesto para el CIE incorpora, de manera independiente para una instalación, bien de consumo, bien de generación, información entre la que no se incluyen datos específicos sobre una instalación de autoconsumo.

La propuesta concreta que los agentes de la mesa de diálogo han trasladado a esta Comisión, es que sería deseable que el CIE pudiese incorporar información indispensable a la hora de caracterizar una instalación de autoconsumo, como el tipo de suelo en el que se encuentra la instalación (si es urbano o rural), la modalidad de autoconsumo (individual/colectivo, con/sin excedentes y con/sin compensación de excedentes), datos de la instalación de almacenamiento si la hubiere, la potencia instalada del equipo generador, el código de autoconsumo (CAU) o la existencia de un dispositivo antivertido. En definitiva, información que se requiere a la hora de registrar una instalación en el registro de autoconsumo con la información obrante en el anexo II del Real decreto de autoconsumo.

Adicionalmente, también proponen incluir en el CIE otros datos necesarios, aunque no directamente vinculados a una instalación de autoconsumo, como la tensión del punto de conexión, la potencia a efectos de acceso y conexión o la potencia de los elementos ininterrumpibles necesaria para la contratación con maxímetro.

Incluso, los participantes de la mesa de diálogo solicitan que el formato de CIE sea único para todas las administraciones autonómicas.

Aunque la ITC BT-04 recoge el contenido mínimo del CIE, la competencia para establecer su formato la ostentan los organismos de industria autonómicos. La

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)

recaer en un consumidor, en el productor, propietario, administrador de fincas, presidente de la comunidad de propietarios, o un tercero como por ejemplo una empresa de servicios energéticos o una comunidad de energía renovables que se constituya en cumplimiento de los requisitos establecidos para las mismas, incluso una comercializadora. Es más, la posibilidad de que una comunidad de energías renovables represente a los consumidores de un autoconsumo colectivo se encuentra expresamente recogida en el artículo 4.7 del Real decreto de autoconsumo, y por su parte el artículo 12.ter.1.g) de la LSE prevé esta posibilidad para las comunidades ciudadanas de energía.

No obstante, durante el desarrollo de la mesa de diálogo se ha debatido sobre la conveniencia de concretar esta figura del gestor de autoconsumo colectivo y vincularla expresamente a la actividad de autoconsumo, incorporándola a la normativa sectorial y delimitando el alcance de sus funciones y responsabilidades, y se han abordado cuestiones suplementarias como, por ejemplo, si sería procedente que la normativa obligue a los autoconsumos colectivos a designar un gestor de autoconsumo para poder iniciar su tramitación.

Sobre la cuestión de la eventual obligatoriedad de la figura del gestor para tramitar un autoconsumo, deben sopesarse con profundidad las ventajas e inconvenientes de una obligación que, si bien podría facilitar desde el punto de vista operativo la tramitación y puesta en marcha de los autoconsumos colectivos, también podría suponer en algunos casos una barrera de entrada (por falta de consenso entre los consumidores para designar a su gestor, o por que aquellos no quieran asumir el coste para retribuir sus gestiones), así como una limitación a los derechos de los consumidores que quieran gestionar de manera directa y autónoma su autoconsumo.

En todo caso, existe consenso en que es una función inherente al gestor de autoconsumo, como ya señalaba la *Hoja de Ruta del Autoconsumo*, la remisión de la documentación para tramitar altas y bajas de consumidores en el autoconsumo colectivo y modificaciones de los coeficientes de reparto, una vez formalizada legalmente la condición de representante de los consumidores asociados mediante acuerdo firmado por todos los consumidores y productores asociados al autoconsumo colectivo.

En línea con lo anterior, la *Guía de autoconsumo colectivo* elaborada por el IDAE propone algunos modelos de documentos relacionados con el gestor de autoconsumo para que puedan ser utilizados por los consumidores y productores:

- Autorización (individual y colectiva) para nombrar a un gestor de autoconsumo, que incorpora una propuesta de sus atribuciones. Este documento se plantea como un contrato para que ambas partes suscriban un

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€.

En la mesa de diálogo se ha expuesto que, en la factura de un consumidor que disponga de un equipo de medida en el punto frontera, el consumidor se encuentra con los siguientes elementos que dificultan la comprensión de su factura:

- la **energía consumida facturada** (3) no se corresponde con la diferencia entre lectura actual y lectura anterior del consumo (1), puesto que la energía consumida facturada se obtiene como sumatorio de las diferencias horarias entre la energía consumida de la red y la energía vertida a la red, para aquellas horas en que esa diferencia es mayor que 0;
- por su parte, el **total de energía excedentaria compensada por el mecanismo de compensación simplificada** (2), tampoco se corresponde con la diferencia que el consumidor pueda observar en su contador entre la lectura actual y la lectura anterior de la energía vertida a la red (lecturas, por otra parte, que no aparecen actualmente en la factura), puesto que el total de energía excedentaria compensada que el consumidor ve en su factura es el sumatorio de las diferencias horarias entre la energía vertida a la red y la energía consumida de la red, para aquellas horas en que esa diferencia es mayor que 0.

Puesto que el consumidor no tiene información sobre la energía autoconsumida para el periodo de facturación, ni sobre la energía generada por la instalación de generación, no tiene forma de comprobar si la energía consumida facturada y la energía excedentaria compensada son correctas.

La consulta de la información que el distribuidor debe publicar en su portal web, según el PO 10.11, sí permitiría al consumidor poder comparar esos datos, ya que el distribuidor publica la CCH_FACT y esta curva horaria de facturación contiene en cada hora la diferencia entre la energía consumida de la red y la energía vertida a la red. Si para la hora h esta diferencia es mayor que 0, se factura como energía consumida de la red; si para la hora h esta diferencia es menor que 0, se contabiliza como energía excedentaria vertida a la red (que será compensada si el suministro está acogido a la modalidad de compensación de excedentes).

No obstante, para que el acceso al conjunto de la información sea más directo, y con la finalidad de completar la información que aparece hoy en día en la factura, se ha presentado una propuesta en la mesa de diálogo, consistente en incluir en el apartado correspondiente a las lecturas la siguiente información:

- (4) el total de **energía vertida a la red en el periodo** (en kWh), esto es, la diferencia entre la lectura anterior y lectura final de la energía vertida a la red;

- (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

factura de electricidad y que esta resulte clara y concisa, como recoge la Directiva (UE) 2019/944⁴³.

Esto supondría realizar cambios regulatorios para modificar el contenido de la factura.

Autoconsumo Multidistribuidor y MultiCAU

El Real decreto de autoconsumo no imposibilita de manera expresa los autoconsumos en los que interviene más de un gestor de la red, ni la posibilidad de que un consumidor pueda participar en más de un autoconsumo.

Con este punto de partida, es necesario que se finalicen los desarrollos normativos necesarios para que se puedan gestionar estas configuraciones correctamente, identificando la energía que debe ser facturada en cada caso.

Así, en el caso de un autoconsumo colectivo en el que hay implicado más de un gestor de red (**autoconsumo Multidistribuidor**), el apartado 4.3.1 del PO 10.11, prevé en su redacción actual que, en aquellas instalaciones de autoconsumo donde existan más de un encargado de lectura, cada encargado de lectura debe poner las medidas a disposición del resto de encargados de lectura implicados. Se recoge también que cada encargado de lectura podrá acceder a los equipos necesarios, siempre que resulte factible, para obtener las medidas que le permitan calcular los mejores valores horarios indicados en el PO 10.5 “Cálculo del Mejor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas”.

Entre las modificaciones propuestas por el OS en octubre de 2023, para la adaptación al periodo de liquidación ISP15 y nuevas configuraciones de medida de autoconsumo e hibridación, se propone la modificación del citado apartado 4.3.1 del PO 10.11, en el que el OS propone añadir que en todos los casos en que haya más de un encargado de la lectura se procederá al intercambio de las medidas e información necesaria a través del concentrador principal.

Los participantes de la mesa de diálogo proponen una modificación adicional en el PO 10.11, para que los distribuidores publiquen en sus servidores FTP las carpetas a las que puedan acceder el resto de los distribuidores implicados en un mismo autoconsumo, con los mismos protocolos y condiciones de acceso

⁴³ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo o y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

existentes actualmente para el resto de los agentes que acceden a dicha información (comercializadores y representantes).

En lo que respecta a la facturación para un consumidor que participe en varios autoconsumos (**autoconsumo multiCAU**), se requiere la aprobación por parte del MITERD de la modificación prevista en el anexo 10 del P.O. 10.5, donde se definen los valores de energía que tiene que calcular el encargado de la lectura para estos autoconsumos multiCAU (del mismo modo que están ya definidos en ese anexo los valores de energía para el autoconsumo individual en red interior y el autoconsumo colectivo o a través de red).

La resolución de la CMMC por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores del sector eléctrico incorporará las modificaciones necesarias para que se pueda llevar a efectos el intercambio de información entre el distribuidor y el comercializador que posibilite el autoconsumo multiCAU. No obstante, hasta que no sea aprobado el PO 10.5 no se podrá discriminar la energía proveniente de cada uno de los autoconsumos del consumidor que participa en varios autoconsumos.

Término de descuento por retardo

El artículo 16.2 del Real decreto de autoconsumo regula el término de **descuento por retardo** en activación de autoconsumo, que se debe aplicar en la factura del consumidor que realiza autoconsumo con excedentes si la instalación de producción asociada conectada a baja tensión tiene una potencia inferior a 100 kW, cuando se haya superado el tiempo de activación sin que la activación del autoconsumo se haya hecho efectiva por causas no imputables al consumidor ni a las administraciones públicas competentes.

Para el cálculo del término de descuento por retardo, se supone para la instalación de generación un funcionamiento anual de 1.200 horas equivalentes, con el perfil horario previsto para una instalación fotovoltaica en el anexo IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. El término de descuento se calcula comparando la energía neta horaria generada así calculada, teniendo en cuenta que cuando se trate de autoconsumos colectivos o autoconsumos a través de la red, hay que aplicar los coeficientes de reparto sobre esa energía generada horaria con el consumo horario del consumidor. En aquellas horas en las que la energía neta generada supere la energía consumida, al consumidor se le aplicará un descuento en la factura, que se obtiene aplicando a la energía excedentaria el mismo precio que perciben los autoconsumidores que tienen contratado el PVPC, esto es, el precio medio horario, Pmh, calculado de acuerdo con el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, sin que el valor económico de

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

curvas de carga horaria de los puntos de medida tipo 1 a 5. Y de manera particular, deben haber creado una carpeta para cada comercializador en un servidor FTP, donde vuelquen la CCH_FACT de los consumidores de dicho comercializador con puntos de medida tipo 3, 4 y 5. Ese servidor FTP es el mismo que utilizan para la puesta a disposición de toda la información que se utilice para todos sus consumidores a efectos de la facturación de energía, independientemente del tipo de punto de medida.

En la mesa de diálogo para el autoconsumo los agentes han expuesto la necesidad de que, en los casos en los que la configuración de medida permita tener datos de la energía generada neta, el consumidor y el comercializador puedan tener a su disposición la curva de carga horaria de energía neta generada por la instalación de generación y la curva horaria de energía autoconsumida, lo que requeriría su inclusión en el PO 10.11, así como la correspondiente modificación en los formatos de ficheros de intercambio de información, para que se incorporen estos valores.

La opinión de esta Comisión es que conocer la curva de carga horaria de la instalación de generación supondría un avance en términos de transparencia para el consumidor, ya que le permitiría conocer la energía horaria autoconsumida, a la vez que permitiría tanto al consumidor como al comercializador replicar los cálculos realizados por el distribuidor para calcular la energía horaria consumida de la red y la energía excedentaria que aparecen en la factura.

Sin embargo, no debe obviarse que este paso adelante para los consumidores que ya disponen de equipos de medida con telemedida y telegestión acrecentaría las diferencias existentes hoy en día en el acceso a la información respecto a los consumidores que no tienen esa posibilidad. Por este motivo, se incide en la necesidad de que la integración en un sistema de telemedida y telegestión se haga extensible a los equipos de medida tipo 4.

Exigencias de los equipos de medida de las instalaciones de autoconsumo

En el artículo 12 del Real decreto de autoconsumo, donde se recogen los requisitos particulares de medida de las instalaciones de autoconsumo, el apartado 3 recoge que cuando la configuración de medida requiera más de un equipo de medida (esto es, cuando no exista un único equipo de medida en el punto frontera), las obligaciones de medida, liquidación y facturación establecidas en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema

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.

consumida de red, autoconsumida, excedentaria...) con base en medida cuartohoraria real.

Los agentes han propuestos distintas metodologías para el perfilado cuarto horario en aquellos suministros sin medida cuartohoraria, que deberán ser analizadas.

El paso a programación y liquidación a 15 minutos en el mercado mayorista afectará también a cómo se va a trasladar en el ámbito del mercado minorista el consumo y el precio del mercado mayorista al consumidor sin contador cuartohorario. Las decisiones que se adopten trascienden al colectivo concreto de los consumidores acogidos a autoconsumo. En cualquier caso, el modelo por el que opte debería hacer que la facturación al comercializador para la facturación del consumidor reflejara lo mejor posible lo liquidado en el mercado.

En el informe que se realice a los procedimientos de operación que remitirá el MITERD sobre la adaptación de las medidas al ISP de 15 minutos, se analizarán con detalle las implicaciones de las distintas alternativas.

8. EVOLUCIÓN DEL MODELO DE AUTOCONSUMO

En el marco de este espacio de debate y reflexión que se ha proporcionado a los agentes, y fruto del trabajo que han realizado, se han recibido algunas propuestas sobre la evolución que podría seguir el modelo de autoconsumo a futuro, que merecen por su interés ser mencionadas en el presente informe.

Aumento del umbral de potencia instalada para poder hacer compensación simplificada

Ya ha sido mencionado en este informe que la LSE sólo permite aplicar mecanismos de compensación simplificada para las instalaciones de potencia instalada no superior a 100 kW. Concretamente, así lo expresa el artículo 9.5 de la ley.

Se ha trasladado la propuesta a la mesa de diálogo de aumentar hasta los 450 kW el umbral de potencia instalada para que el consumidor pueda acogerse a la compensación simplificada.

La medida tendría un impacto fiscal, puesto que la cuantía económica que se descuenta en concepto de energía compensada es descontada del valor económico de la energía consumida de la red en la factura del consumidor antes de aplicar el Impuesto Especial de Electricidad (IEE) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), por lo que se trata de una cantidad sobre la que dejarían de ingresarse dichos impuestos.

Por otra parte, cabe mencionar que la MAIN del Real decreto de autoconsumo recoge que el objetivo de la compensación simplificada es fomentar el autoconsumo renovable y definir un marco para aquellos consumidores y productores cuyo único objetivo sea la reducción de la factura eléctrica, de tal forma que se puedan utilizar los excedentes de generación en otros momentos del día sin que ello suponga ningún tipo de carga administrativa o fiscal adicional a la que han de soportar los consumidores. Por ello, se considera que el umbral de los 100 kW tiene sentido en tanto que facilita el despliegue del autoconsumo en consumidores de menor tamaño.

Los propios agentes han señalado que las cargas no afectan de la misma manera a las instalaciones de más de 100 kW, cuyos titulares son personas jurídicas que no tienen dificultades para darse de alta como productores y vender su energía excedentaria en el mercado eléctrico.

Modificación del horizonte temporal de compensación superior al periodo de facturación

El desarrollo de la regulación de la compensación simplificada se encuentra recogido en el artículo 14 del Real decreto de autoconsumo, que la configura como un saldo en términos económicos (y no en términos de energía) de la energía consumida en el periodo de facturación, y señala expresamente que el valor económico de la energía horaria excedentaria nunca podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.

La posibilidad que han planteado los agentes de la mesa de diálogo de crear una bolsa de euros a descontar para poder ser aplicada en meses posteriores no encajaría con lo regulado expresamente en la normativa. No obstante, algunos comercializadores en el mercado libre han definido nuevos productos como “la batería virtual” o el “monedero solar” que persiguen este mismo objetivo, los cuales deben tener en cuenta las limitaciones fiscales previstas en la normativa. Estas soluciones están permitiendo que los excedentes no compensados puedan ser reembolsados al consumidor a través de diferentes fórmulas, en lugar de que queden en el saldo del comercializador.

Esta Comisión opina que el comercializador debería aportar una mayor información al consumidor sobre las características de este tipo de productos, diferenciando claramente estos montos económicos acumulables de lo que podría ser una instalación de batería en la vivienda del consumidor, en tanto que esta aporta posibilidades al consumidor de gestión de su demanda y contribuye a integrar las energías renovables en el sistema. En este sentido, a efectos de

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	Coeficiente 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:

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

Consumidor	Energía consumida de la red $c_{i,red}$	¿Pago peajes?
1	0 kWh	No
2	$c_{2,red} = 0,29 * 4 = 1,14$ kWh	Sí (1,14 kWh)
3	$c_{3,red} = 0,71 * 4 = 2,86$ kWh	Sí (2,86 kWh)

En este escenario, los peajes y cargos de acceso por energía consumida se pagarían por 4 kWh, que es la energía realmente consumida de la red.

Los coeficientes dinámicos permiten, así, adaptar la facturación a la realidad de lo que ha ocurrido físicamente. En el ejemplo concreto propuesto, ningún consumidor cobra energía excedentaria, puesto que en la hora h no ha habido excedentes (entre los tres consumidores han consumido más de lo que han generado), y la energía total consumida de la red se reparte proporcionalmente al consumo medido en los puntos frontera de los consumidores.

Esta propuesta tiene implicaciones tanto para la facturación del consumidor como para el distribuidor a nivel operativo (ya que los coeficientes dinámicos finales deben ser calculados para todas las horas), y por otra parte dificulta las previsiones de demanda para el comercializador. Debe tenerse en cuenta, además, que una refacturación de un consumidor afectaría al resto de consumidores.

Estas dificultades han llevado a algunos agentes a proponer que el mecanismo se implemente a través de un banco de pruebas regulatorio que permita una valoración previa.

A este respecto, la CNMC indicó en su Informe sobre el proyecto de orden por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, para la implementación de coeficientes de reparto dinámicos en autoconsumo colectivo⁴⁷, que la introducción de coeficientes de reparto variables ex ante supuso una solución de compromiso para conseguir un despliegue efectivo a corto plazo, que no requería otros desarrollos normativos u operativos complementarios y permitía facilitar la implantación de autoconsumos colectivos más eficientes y atractivos para sus participantes. Lo anterior no debía entenderse como una renuncia a la futura implantación de coeficientes variables ex post (dinámicos, propiamente dichos); y que sería de hecho necesario dar continuidad a los grupos de trabajo que han permitido cumplir el mandato establecido en su día por la disposición adicional primera del RD 244/2019, y así adaptar progresivamente los correspondientes formatos y protocolos de

⁴⁷ Expediente nº: IPN/CNMC/008/21 <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00821>

comunicación, de modo que se vertebran las tareas necesarias para que una vez los coeficientes de reparto variables horarios ex ante estén ya rodados, se logre su evolución hacia unos coeficientes dinámicos ex post.

Nuevo modelo de autoconsumo con reparto de la energía excedentaria de un consumidor principal

En la actualidad, el autoconsumo compartido está planteado como una instalación de generación que comparte toda su generación con los asociados.

Según han expuesto los agentes en la mesa de diálogo, muchos de los proyectos están basados en un esquema en que hay un autoconsumidor “principal” cuyo objetivo es consumir la mayor cantidad posible de energía de su instalación y compartir los excedentes con consumidores próximos a través de la red. Este sería el ejemplo de un edificio público que autoconsume preferentemente la electricidad generada en su tejado y comparte el resto con los ciudadanos próximos.

Con la actual regulación recogida en el Real decreto de autoconsumo para autoconsumos colectivos, este autoconsumidor “principal” debe tener asignado, igual que el resto de los consumidores del autoconsumo colectivo, un coeficiente de reparto cuyo dimensionamiento puede no responder correctamente a sus necesidades de consumo puntuales (en ocasiones puede serle facturada energía de la red por exceder el porcentaje de consumo de la energía generada que le corresponde). Además, esta configuración de autoconsumo colectivo requiere la medida directa de la energía neta generada.

Se ha presentado una propuesta que plantea compartir, no la energía generada neta, sino la energía vertida a la red medida en el punto frontera del consumidor “principal”.

Esta propuesta pretende así eximir a los consumidores que forman parte del autoconsumo colectivo de la instalación de un equipo de medida que registre la generación neta, con el consiguiente ahorro económico de no tener que instalar el equipo y la reducción del plazo para poder iniciar el autoconsumo (ya que la instalación del contador adicional en ocasiones requiere de obra civil). En estos casos no sería necesario un equipo de medida que registre la energía generada neta, puesto que la energía que se necesitaría conocer para dividir los excedentes sería la energía en el punto frontera.

También podría redundar en una reducción de los tiempos de activación de autoconsumos colectivos, ya que el “autoconsumidor principal” podría dar de alta y activar el autoconsumo, obteniendo a partir de ese momento los beneficios de su propio autoconsumo, aunque la aplicación efectiva del reparto de sus excedentes al resto de consumidores en la facturación se materializara más

tarde, una vez acordado y firmado el acuerdo de reparto con el resto de los consumidores.

En la propuesta se ha señalado que el reparto de la energía excedentaria de un consumidor “principal” podría equivaler a una venta de esta energía al resto de consumidores, que tendría que ser facturada con IVA. Puesto que esto supondría una clara barrera para el autoconsumo colectivo doméstico, los agentes proponen considerar esta venta como un “alquiler de placas solares” y gestionar este impuesto del mismo modo que se gestiona el alquiler de viviendas, esto es, a través de su declaración en el IRPF.

La propuesta plantea una posibilidad diferente de uso compartido de la energía, el cual evidentemente requeriría de un nuevo soporte normativo.

Un análisis en profundidad debería poder determinar si las implicaciones fiscales que señalan los agentes aplicarían incluso dentro de un marco regulatorio que contemplase este tipo de esquema como una configuración posible para compartir energía y hacer autoconsumo colectivo. Dicho análisis tendría que analizar el tratamiento que le está dando a nivel europeo.

La propuesta requeriría también de una revisión importante sobre la operativa a desarrollar por los distribuidores

Debe tenerse en cuenta que la sustitución de los equipos de medida que actualmente se requieren para medir la generación neta en autoconsumos colectivos por un único equipo de medida en el punto frontera contribuiría a aumentar la falta de visibilidad sobre la energía generada por las instalaciones de autoconsumo, aunque como se ha señalado en apartados anteriores, un modelo fiable de estimación de energía generada y autoconsumida ayudará a minimizar las consecuencias de esto último.

Modificación de la distancia de instalaciones próximas a través de red

El Real decreto de autoconsumo considera una instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a través de red a los consumidores que forman parte del autoconsumo, aquella que se encuentre conectada a una distancia inferior a 500 metros de los consumidores asociados. En el caso de instalaciones fotovoltaicas ubicadas en la cubierta de edificaciones en suelo industrial o en estructuras artificiales cuyo objetivo principal no sea la generación de electricidad, esta distancia se amplía hasta los 2.000 metros.

Algunos agentes de la mesa de diálogo han propuesto ampliar la distancia hasta 5 km, incluso hasta 20 km.

El impacto sobre la distancia a efectos del autoconsumo fue analizado por la CNMC en el ámbito del informe al proyecto de real decreto por el que se desarrollan las comunidades energéticas⁴⁸, señalándose que la Circular 3/2020, de 15 de enero, sobre la metodología para determinar los peajes a las redes de transporte y distribución de electricidad asume que la energía autoconsumida a través de red únicamente utiliza los elementos de red próximos a la generación y el consumo asociado, generalmente conectados a un mismo nivel de tensión. La ampliación de la distancia implicaría una modificación de estos supuestos y, por tanto, el establecimiento de unos nuevos peajes por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de la red.

Por otra parte, no se dispone de la información suficiente en la CNMC para hacer un seguimiento adecuado del impacto económico que la actividad de autoconsumo está teniendo sobre los ingresos del sistema, por lo que, actualmente, las consecuencias de esta medida no podrían ser cuantificadas.

9. CONCLUSIONES

El autoconsumo ha experimentado en nuestro país un visible avance en los dos últimos años, alcanzando en el mes de abril 2024 los 6.314 MW de potencia instalada según los datos de los que dispone esta Comisión remitidos por REE.

La mesa de diálogo ha permitido constatar los esfuerzos que se han realizado para fomentar este avance, a pesar de las dificultades inherentes a un proceso, de por sí muy complejo, habida cuenta de todos los requisitos y normas regulados por distintos órganos competentes que deben ser atendidos, y de la necesaria interacción de una amplia diversidad de actores que participan en el proceso de puesta en marcha de una instalación de autoconsumo (desde su diseño inicial hasta la activación del autoconsumo en el contrato de acceso del distribuidor y la efectiva aplicación en la factura del consumidor).

La contribución de los distintos actores y la perspectiva de un objetivo común (impulsar el desarrollo del autoconsumo poniendo al consumidor final como centro y foco principal) es lo que está posibilitando la evolución del autoconsumo

⁴⁸ El proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía finalizó el trámite de audiencia pública en mayo de 2023

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-antecedentes/detalle-participacion-publica-k-595.html>

en nuestro país y lo que permitirá seguir avanzando y superar las barreras que persisten en este momento.

Las propuestas abordadas en el presente informe, fruto de las aportaciones de los agentes que han participado en la mesa de diálogo organizada por la CNMC, tratan de dar respuesta a los aspectos clave identificados por el sector en torno al autoconsumo, resumidos a continuación:

- Garantía de mayor capacidad de acceso a la red de distribución y disminución de las cargas económicas asociadas al proceso de acceso y conexión de las instalaciones de autoconsumo.
- Impulso de la publicación de la circular de acceso y conexión de la demanda y sus especificaciones de detalle, que contiene medidas que dotan de mayor flexibilidad y agilidad al procedimiento de acceso y conexión, así como de transparencia a todo el proceso de legalización de una instalación.
- Avance en la homogeneización del proceso de puesta en servicio de una instalación de autoconsumo (pasos a realizar, casos que precisan de verificación, protecciones, abonos en concepto de estudios de acceso y conexión...).
- Impulso de la figura del gestor de autoconsumo para fomentar el autoconsumo colectivo.
- Mayor transparencia para el consumidor, posibilitando el acceso a todos los datos de energía relacionados con su actividad de autoconsumo y ampliando la información que aparece en su factura.
- Finalización de los desarrollos normativos necesarios para permitir nuevas configuraciones de autoconsumo (autoconsumo multiCAU y multidistribuidor).
- Avance en la convergencia de datos de seguimiento del despliegue del autoconsumo en España, entre los diferentes agentes que están recogiendo y tratando actualmente esta información.
- Desarrollo de nuevos modelos de autoconsumo que den respuesta a las necesidades reales de los consumidores y aumenten la eficiencia de sus instalaciones.
- Importancia de la necesidad para el OS y para los gestores de red de distribución de disponer de la información de las instalaciones de autoconsumo para la programación de la generación en tiempo real, 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.

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.

La CNMC ha avanzado no obstante algunos desarrollos que podrán aplicarse cuando los cambios regulatorios estén aprobados, como las modificaciones necesarias en los ficheros de intercambio de información para que un consumidor pueda participar en varios autoconsumos (autoconsumo multiCAU), que se han incorporado en la resolución de la CNMC de 16 de mayo de 2024 por la que se aprueban los nuevos formatos de ficheros. Estos cambios en la información intercambiada requieren de la correspondiente modificación en los procedimientos de operación para poder discriminar las energías de cada uno de los autoconsumos en los que participa el consumidor.

Un seguimiento adecuado de la implantación del autoconsumo es imprescindible para tener una visión adaptada a la realidad de los consumidores que solicitan la tramitación de sus instalaciones de autoconsumo, así como para la realización de modelos de previsión futuros.

Por ello, es importante avanzar en la optimización de la recogida de datos para el correcto registro de las instalaciones en el Registro de autoconsumo de energía eléctrica (RADNE), que en la actualidad no proporciona una foto actualizada de la situación del autoconsumo y no cumple, por tanto, su objetivo de herramienta estadística y de seguimiento del avance del autoconsumo en nuestro país.

Las CCAA están realizando un esfuerzo por recuperar el retraso acumulado en estos últimos años en la remisión de datos al MITERD, si bien el procedimiento existente no facilita una gestión ágil y actualmente son muchas las instalaciones que están dadas de alta en los correspondientes sistemas autonómicos sin estarlo en el RADNE. Para facilitar esta puesta al día, esta Comisión consideraría oportuno, por una parte, acometer los desarrollos necesarios para agilizar la toma de razón de los datos remitidos por las CCAA, así como la revisión de los propios datos contenidos en el anexo II al objeto de simplificarlos y prescindir de aquellos que no presenten utilidad y sean complicados de recabar por parte las CCAA.

Al objeto de garantizar que el RADNE responde al objetivo descrito, deben establecerse procedimientos más sencillos para actualizar la información de instalaciones que ya figuran en el registro, y posibilitar la incorporación de información relativa a todas las configuraciones de autoconsumo existentes.

Resulta necesario, además, dar una solución técnica (o, en su defecto, normativa) a aquellos consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo conectados en baja tensión y con instalaciones de generación de potencia instalada inferior a los 100 kW conectadas en baja tensión, que quieren vender sus excedentes en el mercado, y están actualmente eximidos por el artículo 9.3 de la LSE de realizar la inscripción en el registro de instalaciones de producción,

para que puedan quedar inscritos en dicho registro y participar en el mercado de producción.

En la medida en que los recursos económicos y humanos de las CCAA permitan avanzar en sus desarrollos, se ha expuesto en este informe buenas prácticas implementadas en algunos territorios que podrían ser inspiradoras para aquellos que se encuentran en un nivel de desarrollo anterior.

De manera complementaria, las mejoras que han sido identificadas a través de las reuniones mantenidas con distintas CCAA y puedan abordarse en el ámbito del grupo de trabajo GT2 organizado por la CNMC, serán progresivamente tratadas en este grupo en las próximas convocatorias.

Por último, esta Comisión desarrollará en los próximos meses una metodología para la recogida de información que ayude a monitorizar la aplicación efectiva del autoconsumo por parte de los distribuidores en los contratos de los consumidores. De este modo, esta información permitirá a este organismo presentar al MITERD el informe anual de seguimiento y aplicación de los previsto en el Real decreto de autoconsumo y su normativa de desarrollo, con una perspectiva amplia que abarque todas sus modalidades, para cumplir con el mandato recogido en la disposición adicional primera del referido real decreto.

Notifíquese el presente informe al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y comuníquese al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, a las Comunidades Autónomas y a los miembros de la mesa de autoconsumo y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).