

PLAN DE IMPLEMENTACIÓN

ESPAÑA

Este documento se lleva a cabo en cumplimiento de lo establecido en el artículo del artículo 20.3 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

INTRODUCCIÓN

El presente documento se elabora atendiendo a lo previsto en el artículo 20.3 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Los elementos en él abordados persiguen los objetivos marcados por la Unión Europea dirigidos a que los precios del mercado reflejen únicamente las condiciones de suministro y demanda, se mejore la integración de renovables y la respuesta de la demanda en los mercados de electricidad, se alcance la libre circulación de electricidad en el interior y entre los distintos Estados Miembros, exista libertad de entrada y salida al mercado para todos los participantes y sea posible la negociación transparente de productos en los mercados mayoristas a largo plazo.

Este plan de implementación contiene las medidas que permitirán a España abordar ejes de mejora ante las deficiencias detectadas para la consecución de dichos objetivos. A tal efecto, el documento incorpora un análisis de las principales deficiencias del mercado identificadas, así como las medidas y reformas que serán analizadas y, en su caso, acometidas, en distintos horizontes temporales.

De este modo, el presente documento se divide en tres apartados. Así, en el primero de ellos se lleva a cabo un resumen del marco normativo de aplicación a los mercados eléctricos (tanto mayorista como minorista), con especial mención a los últimos desarrollos reglamentarios, y un análisis en el que se esbozan las líneas generales en materia de mecanismos de capacidad, indicándose los instrumentos puestos en marcha en el pasado para garantizar la seguridad de suministro en España, con una breve alusión a los próximos pasos que previsiblemente se abordarán para la eventual aprobación de un mecanismo de capacidad.

Por su parte, y de conformidad con el artículo 20.3 del Reglamento 2019/943 (UE), de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de electricidad, en el segundo apartado incorpora un análisis de los principales elementos que distorsionan los mercados de electricidad, poniendo de manifiesto aquellas novedades regulatorias que coadyuven a la eliminación de las referidas distorsiones.

Finalmente, el tercer y último apartado realiza una recopilación de aquellas medidas que pretenden implementarse en cada uno de los puntos analizados en el apartado segundo de este documento.

1. RESUMEN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El marco regulatorio del sistema eléctrico español ha sufrido una profunda transformación en los últimos años como consecuencia de la necesidad de adaptación de la regulación a los retos derivados de la transición energética y el cumplimiento de los ambiciosos objetivos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España. Esta transformación también se ha visto reforzada por la paulatina adecuación de la regulación nacional al marco normativo europeo y, de manera más reciente, como consecuencia de las medidas de respuesta implementadas para hacer frente a los retos derivados de la crisis energética causada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Desde la perspectiva europea, la aprobación de los distintos reglamentos sobre asignación de capacidad, gestión de congestiones e intercambios de electricidad (en los distintos horizontes temporales) y la aprobación del importante paquete normativo "*Energía Limpia para todos los europeos*", supusieron un impulso muy relevante en favor de la integración de mercados eléctricos europeos, sentando a su vez las bases para la promoción y despliegue de un *mix* europeo de producción de energía eléctrica descarbonizado y en el que se consolidase el cambio de paradigma que supone el empoderamiento del consumidor final de energía eléctrica como sujeto activo de los mercados eléctricos.

Así, desde la aprobación de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo 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, como parte de referido paquete de invierno, se ha llevado a cabo una labor de transposición parcial por medio, entre otros, del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, que modificó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para incorporar como sujetos del sector eléctrico a los titulares de instalaciones de almacenamiento, los agregadores independientes y las comunidades de energías renovables.

Este proceso de transposición se ha ido completando con sucesivas normas, entre las que destacan el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad, que adapta la regulación de los denominados "precios regulados minoristas" al marco normativo europeo en dicha materia, así como el Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del

Derecho de la Unión Europea, que introduce la figura de las denominadas Comunidades Ciudadanas de Energía como nuevo sujeto del sistema eléctrico que está destinado a desempeñar un rol imprescindible en los antes aludidos objetivos de descarbonización y empoderamiento del consumidor.

Por otro lado, a nivel nacional y en materia competencial, debe destacarse la aprobación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, donde se otorgan a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) competencias en el ámbito, entre otros, de los mercados organizados de electricidad.

En virtud de la atribución competencial operada por la anterior norma, la CNMC ha venido aprobando un conjunto de disposiciones normativas entre las que pueden destacarse, en el ámbito del mercado mayorista, la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, así como la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español. En las condiciones relativas al balance se regulan los principios para la gestión de las actividades de balance, garantizando un adecuado nivel de competencia y condiciones equitativas para todos los participantes del mercado, incluyendo entre ellos a los titulares de instalaciones de generación, de instalaciones de demanda y a los de sistemas de almacenamiento.

En desarrollo de lo anterior, se aprobaron también las modificaciones necesarias de los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas europeas de balance de reservas de sustitución y de compensación de desvíos, la gestión de estas energías de balance y su liquidación en el mercado y la participación de las instalaciones de demanda y almacenamiento en los distintos mercados de balance.

Además del marco normativo de ámbito europeo y del reparto competencial antes descrito, cabe destacar otras actuaciones e impulsos normativos que han coadyuvado a la continua integración de renovables en el *mix* de electricidad nacional.

Así, el novedoso sistema de hitos que resulta de aplicación a la tramitación de proyectos de producción de energía eléctrica de origen renovable, establecido en el referido Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, y el nuevo marco regulatorio y retributivo fijado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, han sido en buena parte responsables del importante despliegue de instalaciones de producción renovable que, actualmente, sitúa a España como una potencia renovable, con un parque de generación eólica que supera los 30 GW de potencia instalada y más de 20 GW de potencia fotovoltaica ya en operación. Todo ello sin contar con la importante bolsa de proyectos aún en tramitación y con los que se espera alcanzar en buena

medida los ambiciosos objetivos de desarrollo de las energías renovables recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, actualmente en revisión.

Al mismo tiempo, el acceso privilegiado al recurso solar, ligado al marco regulatorio facilitador que se ha venido consolidando en los últimos años (en particular el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica) están convirtiendo a España en un líder indiscutible en penetración de autoconsumo renovable.

Como novedades regulatorias de impacto en el ámbito minorista, cabe destacar la implementación de las nuevas metodologías de cálculo de los costes regulados del sistema eléctrico, así como la reciente reforma del denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Desde el punto de vista de los costes regulados del sistema eléctrico (aquellos costes empleados en la financiación de las actividades reguladas del sector eléctrico - transporte y distribución de energía eléctrica- así como otras medidas de política energética), la distribución de competencias consolidada por el ya mencionado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, ha atribuido a la CNMC la facultad para aprobar la metodología, estructura y valores de los peajes de transporte y distribución, mientras que es el Gobierno el responsable de aprobar la estructura de los cargos, su metodología y sus valores. Ambas metodologías han sido aprobadas a lo largo de los años 2020 y 2021 (en concreto, la 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, y el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico) y su aplicación efectiva se ha producido el 1 de junio de 2021. Estas metodologías se han diseñado con el propósito de incentivar el proceso de electrificación de la economía española, contribuyendo al fomento de la movilidad eléctrica y la electrificación de usos finales de energía, garantizando los ingresos necesarios para la financiación de los costes regulados del sistema eléctrico, y fomentando la eficiencia energética en el consumo y la sostenibilidad medioambiental.

También en materia minorista, cabe destacar los últimos cambios normativos realizados en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Este PVPC se configura en la actualidad como una modalidad de contratación que incorpora un precio dinámico cuya metodología de cálculo, regulada por Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, incluye el resultado del precio del mercado eléctrico en cada hora, por lo que se considera a este PVPC como un precio dinámico perfectamente indexado al mercado mayorista de electricidad.

No obstante, el ya mencionado Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, ha introducido un cambio relevante en la construcción del citado precio regulado, de tal forma que se incorporen determinadas señales a plazo para “*desindexar*” parcialmente el precio del mercado mayorista.

La razón que justifica tal cambio se encuentra en la crisis de precios sufrida en los últimos años como consecuencia de la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Así, desde su creación en el año 2014, la anterior regulación del PVPC se había configurado como una de las ofertas de suministro de energía eléctrica más competitivas del mercado eléctrico minorista, como ponen de manifiesto los informes anuales de supervisión del mercado minorista de la electricidad elaborados por la CNMC. Sin embargo, esta competitividad se había logrado a costa de una elevada exposición de las comercializadoras que prestaban al PVPC (comercializadoras de referencia, o COR) al mercado diario, socavando los incentivos a aprovisionarse por medio de instrumentos de cobertura a plazo, lo que se ha revelado como una debilidad en el contexto de la escalada alcista de los precios de todos productos energéticos, provocada en primer instancia por el efecto contagio del gas natural sobre los precios de la electricidad.

El referido contexto energético trajo consigo la aprobación de medidas de protección para todos los consumidores, de entre las que destaca el denominado “mecanismo ibérico” regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, que permitió desacoplar la escalada de los precios del gas sobre los precios de la electricidad trayendo importantes ahorros a todos los consumidores finales.

Sin embargo, y como medida de carácter estructural, se puso de manifiesto la necesidad de abordar una reforma regulatoria que permitiese garantizar una cierta estabilidad de precios a los consumidores finales a través de la indexación parcial a los productos organizados del mercado organizado a plazo gestionado por OMIP (Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués), lo que se logró por medio de la aprobación del referido real decreto.

Todas las medidas hasta ahora mencionadas ponen de manifiesto el intenso proceso reformador llevado a cabo en los últimos tiempos, las cuales han tratado de dar respuesta efectiva a los distintos retos a los que se ha enfrentado el sector en los últimos años. No obstante, y tal y como se pondrá de manifiesto en los siguientes apartados, aún deben darse nuevos e importantes pasos tanto en el ámbito mayorista como minorista, de tal forma que nuevas tecnologías como el almacenamiento, la participación efectiva de nuevos sujetos de mercado (por ejemplo, el agregador independiente), y la creación de nuevos mercados (como los mercados locales de flexibilidad) mejoren la competitividad de los mercados eléctricos, redundando en un mayor beneficio para todos los agentes involucrados, incluidos el sector doméstico, PYME e industrial. Este desarrollo se completará una vez se culmine el proceso de transposición de la Directiva 2019/944, 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.

Finalmente, mención aparte merece el desarrollo de interconexiones que permitan la consecución efectiva de un mercado interior de la electricidad en el ámbito de la Unión Europea.

En la actualidad se encuentra en vigor la planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, aprobada en marzo de 2022, que incluye tanto las actuaciones sobre la red de transporte a nivel interno como las interconexiones con otros

países. Sin embargo, y a pesar del amplio abanico de actuaciones incluidas en dicha planificación, España sigue presentando una reducida capacidad de intercambio con el sistema eléctrico centroeuropeo. Además de contribuir a la integración de mercados, el desarrollo de nuevas interconexiones resulta indispensable para alcanzar los objetivos vinculantes de energías renovables.

Precisamente esta carencia en materia de interconexiones se revela en la actualidad, tal y como se detalla en este plan de implementación, como uno de los principales elementos distorsionadores del mercado que justifica la adopción, de manera temporal y en cumplimiento de los restantes requisitos establecidos en el Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, de un mecanismo de capacidad que permita garantizar la disponibilidad de determinada potencia firme para, en última instancia, salvaguardar la seguridad de suministro. El mercado de capacidad que se implemente se mantendrá en vigor en tanto las restricciones observadas se mantengan, y en ningún caso superará el periodo de aprobación que disponga la Comisión Europea, de conformidad con el artículo 21.8 del Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019.

1.1 Evolución de los mecanismos de capacidad en España

Pagos por capacidad

La Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, aprobó la regulación de los pagos por capacidad que se encontraban definidos en el artículo 16 de la derogada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableciendo en el anexo III de la citada orden, las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico, los requisitos para participar como proveedor del servicio, así como el régimen retributivo de pagos por dicha capacidad.

Bajo el concepto de pagos por capacidad, en dicha norma se incluyeron dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo. Este último quedó sin aplicación y fue definido nuevamente por la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

El servicio de disponibilidad estaba destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal anual de las instalaciones, fijando un pago para las centrales objeto de la prestación del servicio para asegurar que estuvieran operativas y garantizaran el suministro eléctrico. Los pagos por disponibilidad se configuraban en función de la potencia neta instalada de la central, así como de un índice de disponibilidad.

Por su parte, el incentivo a la inversión era un incentivo de largo plazo destinado a promover la construcción y puesta en servicio de instalaciones de generación o de inversiones significativas en modificaciones de instalación de forma que se posibilitara la recuperación de los costes de inversión.

La citada Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, establecía los valores del servicio de disponibilidad para el periodo de un año a contar desde el día 15 del mes siguiente a su entrada en vigor. También revisó el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo a las centrales cuyo acta de puesta en marcha hubiese sido otorgada después del 1 de enero de 1998 con el objeto de actualizar dicho pago y adaptarlo a los cambios que se habían producido en las horas de funcionamiento de estas centrales y se incorporaron a este servicio las centrales que habían realizado inversiones medioambientales significativas para reducir emisiones de óxidos de azufre, además de las plantas de desulfuración.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, estableció el 1 de enero de 2016 como fecha final para tener derecho al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, fecha en la que las instalaciones deberían tener el acta de puesta en servicio definitiva y redujo este incentivo a 10.000 €/MW/año, acompañando esta medida de un alargamiento en el plazo. Por tanto, desde esa fecha este incentivo está cerrado para nuevas centrales, y los pagos totales anuales previstos se irán reduciendo progresivamente, finalizando en 2035.

Finalmente, la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, derogó parcialmente la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, a tenor de las reformas previstas de los mecanismos de capacidad en el paquete legislativo «Clean Energy for All Europeans», que había sido presentado por la Comisión Europea el 30 de noviembre de 2016, y en atención al proceso de transición que se estaba llevando en España hacia un nuevo escenario caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación, la electrificación de la economía, la participación más activa de los consumidores y el uso más sostenible de los recursos.

En este escenario de creciente penetración de energías renovables y nuevo marco europeo, se consideró oportuno realizar un análisis en profundidad del servicio de disponibilidad, de acuerdo con las directrices del referido marco, y fue suprimido el servicio de disponibilidad a medio plazo.

Como consecuencia de este conjunto de actuaciones, se concluye que solo se mantienen vigentes los pagos por capacidad (servicio de incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo) comprometidos con determinadas instalaciones, sin que en ningún caso se prevea comprometer nuevos pagos por capacidad en virtud de la referida regulación. Más allá de 2023, esta tendencia a la baja seguirá consolidándose hasta que no quede ninguna instalación que cobre este incentivo en 2035. En concreto, en 2028 terminará el pago al último ciclo combinado con derecho a retribución de este incentivo (en la actualidad son nueve las centrales de este tipo de tecnología que reciben dicha remuneración). A partir de dicha fecha, solo quedará una instalación hidráulica (que recibirá dicho ingreso hasta 2032) y un bombeo con finalización de referido cobro en 2035.

Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Por otro lado, la posibilidad de reducir la potencia demandada de energía eléctrica a cambio de una compensación económica, estaba contemplada en la Orden de 20 de febrero de 1987, por la que se establecen tarifas eléctricas. Las sucesivas órdenes por las que se aprobaron las tarifas eléctricas siguieron regulando el complemento por interrumpibilidad, al que se podían acoger determinados consumidores bajo ciertas condiciones.

Posteriormente, el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, determinó que el complemento por interrumpibilidad desaparecería el 1 de julio de 2008.

Este real decreto, fijaba las bases para regular el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, pues la necesidad de adaptar la regulación de España a la de la Unión Europea y no dar un tratamiento discriminatorio a los consumidores en función del procedimiento de adquisición de la energía, hacía necesario posibilitar la participación en el mecanismo de reducción de potencia a los consumidores que adquieren su energía libremente en el Mercado de Producción.

Así, se aprobó la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, que en la actualidad sigue resultando de aplicación para los consumidores ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La autorización administrativa para la prestación del servicio de interrumpibilidad es otorgada, en su caso, por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Desde el año 2015, el servicio de interrumpibilidad para los consumidores ubicados en la península se encuentra regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad¹, la cual recoge un procedimiento competitivo de subastas (reemplazando así el anterior régimen de autorizaciones), gestionado por el Operador del Sistema, en las que se asigna recurso interrumpible para dos tipos de producto: un producto de 5 MW; y un producto de muy alta disponibilidad, que hasta el 31 de mayo de 2018 era de 90 MW, desde entonces son bloques de 40 MW.

Desde 2017 se han llevado a cabo diferentes modificaciones para lograr la adaptación del mecanismo a los requisitos exigidos por la normativa comunitaria, entre otras:

- La reducción del periodo de entrega de prestación del servicio, de la capacidad máxima a subastar y de los precios de salida de los bloques.
- La modificación del criterio de activación por cuestiones económicas para que el servicio de interrumpibilidad se utilice con mayor frecuencia.

No obstante, la última subasta celebrada bajo este marco resultó de aplicación para el primer semestre de 2020, sin que se contemple la posibilidad de celebrar nuevas subastas de interrumpibilidad.

¹ El servicio se puede activar tanto por motivos técnicos, como por motivos económicos (cuando el coste de interrumpir el suministro sea inferior al de activar los servicios de ajuste que correspondan)

1.2 Situación actual y propuesta de mecanismo de capacidad

España cuenta, actualmente, con algo más de 121 GW de potencia instalada a nivel nacional, distribuida entre diferentes tecnologías y en las que la producción renovable juega un rol cada vez más predominante (actualmente, el 23,2% de dicha generación corresponde con tecnología eólica, entorno al 11,3% de hidráulica convencional y bombeo y más del 14,4% corresponde con tecnología fotovoltaica, entre otros). Este parque de generación, además, afronta un proceso de transformación sin precedentes, guiado por las directrices establecidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (actualmente en revisión), instrumento de planificación elaborado en el marco del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, que fija la senda de penetración de renovables necesaria para asegurar el cumplimiento de los requisitos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España.

Así, y de conformidad con lo establecido en el plan actualmente en vigor, la generación eléctrica renovable en 2030 será el 74% del total, coherente con una trayectoria hacia un sector eléctrico 100% renovable en 2050. A esta integración de renovables se suma la necesaria incorporación de tecnologías de almacenamiento (se espera la existencia de un total de 6 GW de almacenamiento en 2030), así como otras palancas tecnológicas que permitan aportar flexibilidad al sistema eléctrico, todo ello en aras de contar con suficiente tecnología de respaldo que acompañe la referida penetración renovable.

En concreto, el plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas (coincide con los ciclos combinados ya existentes actualmente); 16 GW hidráulica; 9,5 bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías. Del análisis comparativo entre el reparto actual existente del mix eléctrico y el previsto en el PNIEC se desprende el ambicioso objetivo de integración de renovables asumido, que viene acompañado con el paulatino y programado decomisionado de determinadas tecnologías de producción de energía eléctrica.

Este Plan se encuentra actualmente en revisión, con la presentación en junio de 2023 de un borrador que incrementa los objetivos para conseguir un 81% de energía renovable en la generación eléctrica en 2030. Para ello, prevé una potencia total instalada en el sector eléctrico de 214 GW de los que 62 GW serán energía eólica; 76 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas (coincide con los ciclos combinados ya existentes actualmente); 14.5 GW hidráulica (sin bombeo); 18.5 GW de almacenamiento; 4.8 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías.

Este proceso de integración de renovables trae consigo, además de los evidentes beneficios en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, otras repercusiones para el conjunto del sistema eléctrico, entre las que se destaca la reducción de los precios mayoristas de energía eléctrica como consecuencia de los menores costes variables y de operación y mantenimiento asociadas a dichas tecnologías renovables. De esta forma, la mayor disponibilidad de recurso renovable

permitirá desplazar a las tecnologías emisoras con mayores costes de operación de los procesos de casación marginalista, lo que acarrea, en última instancia, un menor precio de la energía eléctrica, redundando en mayor beneficio tanto para el sector doméstico, PYME e industrial.

La situación antes descrita no implica, sin embargo, que las tecnologías de respaldo no vayan a desempeñar un papel crucial en el proceso de descarbonización de la economía. En efecto, dichas instalaciones serán imprescindibles para contrarrestar el carácter intermitente que es inherente a algunas de las tecnologías renovables más predominantes (eólica y fotovoltaica). A modo de ejemplo, el proceso de planificación prevé, como se ha mostrado antes, el mantenimiento de los 27 GW, aproximados, de ciclos combinados en funcionamiento actualmente, en el horizonte 2030. Esta tecnología, junto a otras (principalmente, el despliegue del almacenamiento en su concepción más amplia), son necesarias para garantizar el adecuado nivel de garantía de suministro, dado el carácter gestionable de dichas instalaciones, aportando tanto firmeza como flexibilidad al sistema eléctrico en su conjunto.

Muchas de estas instalaciones con capacidad para aportar firmeza al sistema eléctrico peninsular cuentan actualmente con un reducido factor de carga, lo que las sitúa en una posición de compromiso desde el punto de vista de su viabilidad económica. Pero, además, teniendo en consideración el proceso de integración renovable antes mencionado, es esperable que la situación para dichas instalaciones empeore, puesto que estas solo entrarán en funcionamiento en determinados momentos del año, cuando no exista disponibilidad de recurso renovable. En este contexto, resulta imprescindible promover el despliegue de otras tecnologías con capacidad para aportar firmeza al sistema y que resulten climáticamente neutras (como es el caso del almacenamiento), en la medida en que el cumplimiento de los objetivos de descarbonización requiere necesariamente una reducción paulatina y gradual de las aportaciones al mix eléctrico procedente de tecnologías emisoras con capacidad para aportar firmeza al conjunto del sistema eléctrico.

Como se ha mencionado anteriormente, y como se detallará en los siguientes apartados de este documento, España cuenta además con una serie de características endógenas entre las que destaca un reducido nivel de interconexiones con el continente europeo, lo que limita las capacidades para aprovechar las ventajas, en materia de firmeza, que puede aportar la generación situada más allá de la frontera. Por su parte, la capacidad para aportar firmeza a través de la interconexión con Portugal es limitada, dadas las similitudes climatológicas existentes entre los dos países.

En este contexto, por tanto, se puede afirmar la existencia de un problema de cobertura del suministro de energía eléctrica que se revela, no solo por medio de un análisis cualitativo como el anterior, sino que este se pone de manifiesto en el análisis de cobertura nacional elaborado por el Operador del Sistema sobre la base de la metodología de ACER establecida en la Decisión nº 24/2020 de ACER.

Uno de los elementos imprescindibles que incorpora dicha simulación es la denominada viabilidad económica de las instalaciones por su participación en los mercados de producción mayoristas. Este análisis de viabilidad económica permite concluir que la verdadera disponibilidad de recurso de generación es insuficiente para cubrir las necesidades de suministro de energía eléctrica en España en unas condiciones óptimas,

ya que el actual parque de generación de ciclos combinados no puede recuperar sus costes fijos, de tal forma una buena parte de dicho parque acabaría retirándose de la operación y funcionamiento, aflorando inevitablemente un problema de cobertura en el periodo de análisis contemplado². A su vez, el resultado del análisis nacional de cobertura se compara con los valores del VoLL (valor de carga perdida, por sus siglas en inglés), CoNE (Coste de nueva entrada) y del estándar de fiabilidad (definidas en la Decisión nº 23/2020 de ACER, sobre la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, coste de nueva entrada y estándar de fiabilidad), por medio de los cuales se puede concluir definitivamente la existencia de un problema de cobertura a nivel nacional³.

Por ello, y mientras se mantengan latentes determinadas características estructurales del sistema eléctrico, resulta imprescindible articular instrumentos normativos que permitan salvaguardar la disponibilidad de dichos recursos de generación firme. A tal objeto, se han iniciado los trámites para la implementación de un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español que cumpla con todos los principios previstos en el Reglamento 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

El mercado de capacidad propuesto en el proyecto de orden ministerial cuya audiencia pública nacional tuvo lugar en el mes de mayo de 2021 se constituye como un sistema centralizado mediante el cual el operador del sistema (OS), Red Eléctrica de España, S.A., contratará las necesidades de potencia firme (en MW) detectadas en los análisis de cobertura de la demanda.

Estos análisis de cobertura de la demanda serán llevados a cabo por el OS mediante un análisis probabilístico en nudo único, siguiendo la metodología utilizada en el análisis europeo de cobertura, y determinarán las necesidades de potencia firme para cada uno de los horizontes temporales contemplados.

Dicha potencia firme deberá asegurar su disponibilidad en los momentos de mayor estrés para el sistema eléctrico peninsular y se contratará a través de procedimientos de concurrencia competitiva gestionados por el OS.

Las subastas serán convocadas mediante resolución de la SEE. Los titulares de aquellas instalaciones que resulten adjudicadas se constituirán como sujetos proveedores del servicio de capacidad, debiendo cumplir con lo establecido en la orden y los procedimientos de operación que la desarrollen.

² En el análisis ERAA 2022 de ENTSO-e, el resultado del análisis de viabilidad económica arrojaba un “decomisionado” de ciclos en 2025 de 9,6 GW, lo que resulta en un LOLE de 6,7 horas, mientras que el análisis de cobertura nacional arroja un valor de 9 GW de ciclos inviables en el año 2027 asumiendo el retraso o no puesta en servicio de nueva potencia de almacenamiento, lo que resulta en un LOLE de 4,76 horas, superior al estándar de fiabilidad (RS) de 0,94 horas.

³ El 11 de octubre de 2023 se inició la audiencia pública de la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y el Consejo, en el que se fijan los valores del VoLL y del RS en 22.879 €/MWh y 0,94 horas, respectivamente.

Este mercado de capacidad deberá cumplir con los principios generales de aplicación a los mecanismos de capacidad, de conformidad con el artículo 22 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Además, y tal y como se habilita en el artículo 22 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, se establece de forma general un límite máximo de emisiones de CO₂ de 550 gramos por kWh para las instalaciones de generación participantes en el mecanismo.

El proyecto de orden regula, asimismo, aspectos relacionados con los derechos y obligaciones de los proveedores del servicio de capacidad, incluido su régimen retributivo (que se configura, de forma simplificada, como una retribución fija mensual, para cada sujeto proveedor del servicio, en €/MW, en función de la potencia firme asignada y el precio resultante de la casación en las subastas de capacidad celebradas), o el esquema de penalizaciones en caso de incumplimiento por parte de los referidos sujetos, si bien algunos de estos aspectos de detalle se fijarán mediante los correspondientes procedimientos de operación que se aprueben mediante resolución de la SEE, a propuesta del OS.

Finalmente, la normativa contempla la forma de financiación del mercado de capacidad, que será asumida, como hasta ahora con el “pago por capacidad / incentivo a la inversión”, por todos los consumidores de energía eléctrica y que se establecerá como un término de energía, por segmento tarifario y periodo horario (iguales que los establecidos para los peajes de transporte y distribución y cargos), en función de sus necesidades de firmeza.

En todo caso, los elementos de diseño antes mencionados podrán ser susceptibles de adaptación o reconfiguración, teniendo en cuenta la evolución de las condiciones de mercado, las recomendaciones de las autoridades competentes o, en fin, cualquier otra circunstancia que motive su mejor definición, a fin de lograr los objetivos perseguidos por medio de dicho instrumento regulatorio.

2. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

A continuación, se detallan los diferentes aspectos contemplados en el artículo 20.3 de del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad, para poner de manifiesto tanto la adecuación de la normativa nacional a los aspectos recogidos en la normativa de la Unión Europea, como aquellos elementos que aún requieren de nuevos desarrollos y avances para contribuir al desarrollo efectivo del mercado interior de la electricidad en la Unión Europea.

2.1 Eliminación de los límites de precios al por mayor de la electricidad

El Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad establece en su artículo 10, como principio general, la inexistencia de límites máximos y mínimos para los precios al por mayor de la electricidad.

Esta disposición se aplicará, sin menoscabo de que los operadores de mercado puedan aplicar límites técnicos armonizados suficientemente altos para no restringir el comercio, entre otras, a las ofertas y casaciones en todos los horizontes temporales, e incluirá la energía de balance y los precios de desvío.

A tal fin la Agencia europea para la cooperación de reguladores de energía (ACER) estableció inicialmente unos límites de precio de casación de -500 €/MWh y +3000 €/MWh en el mercado diario, de -9.999 y 9.999 €/MWh en el mercado intradiario continuo y de -15.000 y 15.000 €/MWh en los mercados de balance⁴, con reglas respectivas para ampliarlos en caso necesario.

No obstante, los valores anteriores no se constituyen como unos precios fijos si no que, al contrario, pueden incrementarse una vez superados determinados umbrales.

Así, como consecuencia de la crisis de precios iniciada en el segundo semestre de 2021, en el mes de mayo se superó el umbral establecido en la regulación que causó el incremento del precio máximo en el mercado diario de 3.000 €/MWh a 4.000 €/MWh. En septiembre, un nuevo incremento de precios causó que la referida referencia de precios debiera volver a incrementarse hasta los 5.000 €/MWh, si bien este incremento finalmente no se produjo por unanimidad de los NEMOs y en cooperación con ACER y los TSOs, de acuerdo con lo recomendado por la reunión del Consejo del 9 de septiembre de 2022. En enero de 2023, ACER aprobó la nueva metodología armonizada para la actualización de los precios máximos y mínimos de casación en los mercados diarios acoplados europeos incorporando mejoras en el mecanismo de actualización para evitar incrementos súbitos de los límites de precios de casación.

Al objeto de atender el marco comunitario antes referido, se han llevado a cabo las medidas necesarias para adecuar la normativa nacional a las directrices europeas (hasta el 6 de julio de 2021, la normativa nacional de aplicación establecía un suelo y techo de precios situados en 0 y 180 €/MWh, respectivamente).

Así, a finales del año 2019, el Operador de Mercado del MIBEL, OMIE, llevó a cabo una consulta pública sobre dicha adaptación, en la que, atendiendo a la literalidad del artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943, se propuso una regla de actualización a los límites de oferta del mercado diario e intradiario.

Posteriormente, en diciembre de 2020, OMIE inició un nuevo periodo de consulta pública referente a una propuesta de revisión de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica, siguiendo el procedimiento de aprobación descrito en el artículo 23 de la Circular 3/2019 aplicable a metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

⁴ Los límites de precios de casación de los mercados de balance han sido definidos por ACER en +15.000 €/MWh de manera transitoria conforme a su decisión 03/2022 de 25/2/2022 hasta pasados 48 meses desde la entrada en funcionamiento de todas las plataformas europeas de balance.

Como resultado, OMIE propuso a la autoridad regulatoria competente, la Comisión de los Mercados y la Competencia (CNMC), la sustitución de los límites técnicos de precios de las ofertas actualmente existentes por los límites de casación acordados por ACER en sus Decisiones 4/2017 y 5/2017 de 14 de noviembre, para la armonización de precios de casación máximos y mínimos para el mercado diario e intradiario.

Finalmente, la Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos, fija unos nuevos límites máximos y mínimos de precio de oferta en línea con los existentes a nivel europeo.

En relación con los mercados de balance, los límites técnicos de las ofertas de los precios máximos y mínimos de energía de balance de reservas de sustitución (RR) se encuentran alineados con la metodología de precios aprobada por ACER, que actualmente establece unos límites transitorios de ± 15.000 €/MWh, al tratarse de un producto estándar en la plataforma europea de balance desarrollada a través del Proyecto TERRE.

Mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance (BOE 23 de diciembre de 2019), se eliminan los límites de precios hasta entonces existentes en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y del Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB). Esta modificación ha permitido presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos.

Así, en el mercado nacional de energía de regulación terciaria, existen unos límites de oferta de $\pm 9.999,9$ €/MWh, mientras que el precio de la energía de regulación secundaria se fija sobre la escalera de ofertas de regulación terciaria. Al calcularse el precio de la energía secundaria sobre la escalera de ofertas de regulación terciaria, puede alcanzar así, valores entre $\pm 9.999,9$ €/MWh (multiplicado, en algunos casos, por factores de mayoración o minoración).

Más adelante, una vez que el sistema eléctrico español participe en las plataformas europeas MARI (regulación terciaria) y PICASSO (regulación secundaria) con el producto estándar europeo de reserva manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR) y con el producto estándar europeo de reserva automático para la recuperación de la frecuencia (aFRR), respectivamente, estos límites serán revisados para contemplar un valor transitorio de ± 15.000 €/MWh, de acuerdo con la metodología de fijación de precios aprobada por ACER, aplicable a todos los productos estándar de energías de balance.

2.2 Precios de escasez

El apartado c) del artículo 20.3 del Reglamento 2019/943 establece la necesidad de contemplar la posible inclusión de una función de fijación de precios de escasez para la energía de balance a que se refiere el artículo 44, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

A su vez, y de conformidad con el referido artículo 44.3, se establece que *“cada GRT podrá elaborar una propuesta relativa a un mecanismo de liquidación adicional independiente de la liquidación de los desvíos, para liquidar los costes de contratación de la reserva de balance conforme a lo dispuesto en el capítulo 5 del presente título, así como los costes administrativos y otros costes relacionados con el balance. El mecanismo de liquidación adicional será aplicable a los sujetos de liquidación responsables del balance. Esto se logrará preferiblemente con la introducción de una función de fijación de precios en situaciones de escasez. Si los GRT eligen otro mecanismo, deberán presentar en la propuesta una justificación a tal efecto. Dicha propuesta deberá estar supeditada a aprobación por parte de la autoridad reguladora competente.”*

Teniendo en cuenta que actualmente no existe ninguna función de fijación de precios de escasez para la energía de balance, de tal forma que el mecanismo de liquidación aplicable a los sujetos responsables del balance se lleve a cabo conforme a la referida regla, se podría contemplar, dentro del plan de reformas planteado por el Reino de España, dicha medida al objeto de eliminar las posibles distorsiones o deficiencias de mercado que dicha ausencia pueda provocar en los mercados de balance.

No obstante, en este sentido, cabe recuperar el documento elaborado por ENTSOE “Options for the design of European Electricity Markets in 2030” en el que se establecía lo siguiente:

*“Una función de fijación de precios por escasez tiene como objetivo elevar “artificialmente” el precio del desvío por encima del precio que alcanzaría el mercado por sí mismo. En el mercado SEM (Irlanda), la fijación de precios por escasez se logra mediante la implementación de un límite inferior al precio del desvío en momentos de escasez. En el mercado ERCOT (Texas), la fijación de precios por escasez se logra mediante un “incremento de precio” que se aplica al precio en tiempo real. El valor del “incremento de precio” varía en función de las reservas disponibles: cuando la reserva disponible está por debajo del requisito de reserva mínimo, la probabilidad de una reducción de carga es inminente y el incremento aumenta el precio en tiempo real hasta el valor de la pérdida de carga (VoLL, por sus siglas en inglés). [...] En contraste, cuando las reservas disponibles son mucho mayores que el requisito de reserva mínimo, el valor del incremento es cero. El impacto general de la fijación de precios por escasez es aumentar los precios en momentos de escasez, lo que a su vez incentiva a los consumidores a reducir su demanda en esos momentos. **Si tales precios pueden ser un incentivo decisivo para que los generadores inviertan en nuevas capacidades de generación es discutible**, ya que depende de la frecuencia (esperada), magnitud y recurrencia a largo plazo de tales precios, así como de numerosas otras variables exógenas que influyen en las decisiones de inversión. Como tal, el impacto de la fijación de precios por*

escasez en la adecuación aún debe demostrarse, y aún más en el contexto europeo.”

De lo anterior parece concluirse que la eficacia de los precios de escasez en los mercados de balance parece cuanto menos dudosa, de tal forma que no se puede ni mucho menos garantizar que con su introducción se puedan resolver los problemas de cobertura detectados que sirven de justificación de la implementación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular.

2.3 Interconexión y capacidad de la red interna

En primer lugar y como antecedentes, cabe destacar que el Consejo Europeo de marzo de 2002 ya estableció el objetivo de alcanzar un mínimo de un 10% de ratio de interconexión (siendo ésta la suma de las capacidades de intercambio de importación dividida por la potencia instalada). Esta ratio fue en 2020 para el sistema eléctrico peninsular español del 6% y para la Península Ibérica de un 2%, ambos valores muy lejos de este objetivo. En numerosas ocasiones, la Comisión Europea refrendó este objetivo y la urgencia de que se cumpliera en el año 2020.

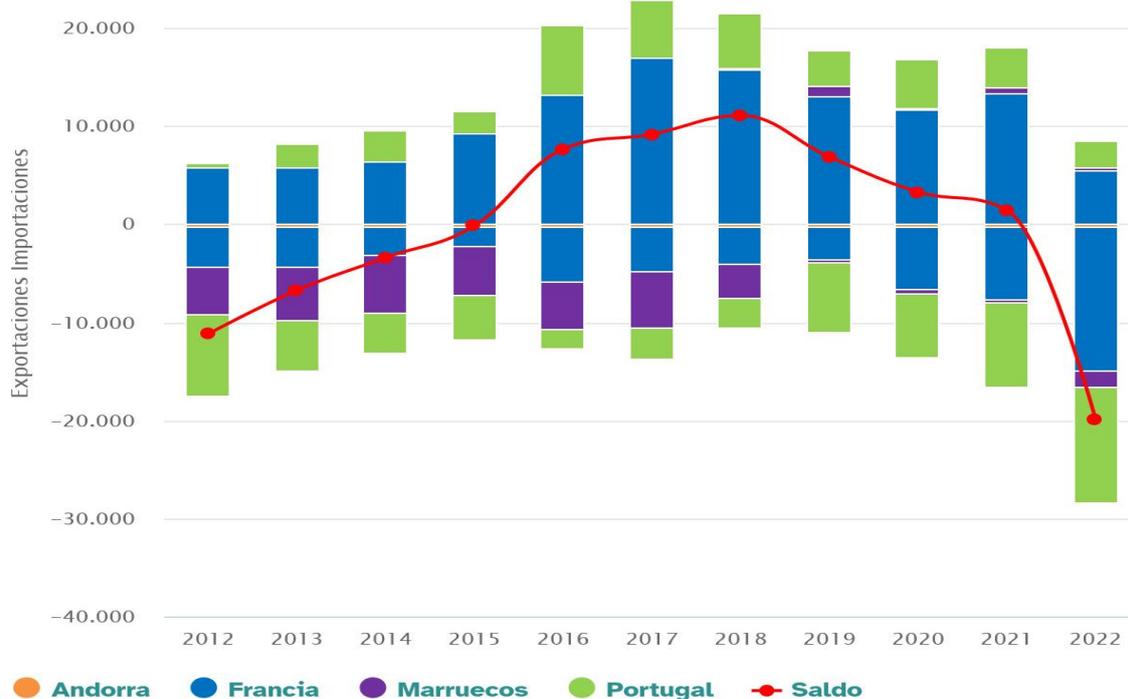
Posteriormente, el artículo 4 del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, establece una serie de objetivos en lo que se refiere a la dimensión «Mercado interior de la energía». Así, los Estados Miembros deben alcanzar un nivel del 15 % de interconexión de electricidad en 2030, siendo este la suma de las capacidades de importación frente a la potencia de generación instalada.

El sistema eléctrico español está interconectado con el sistema portugués (configurando así el sistema eléctrico ibérico), con el del norte de África, a través de Marruecos y con el sistema eléctrico centroeuropeo, a través de la frontera con Francia (además de la interconexión con Andorra); sin embargo, en los cálculos habituales solo se tienen en cuenta los Estados Miembros Portugal y Francia.

2.3.1 Interconexión actual

Actualmente, España cuenta con un nivel de interconexiones en importación con un valor de percentil 70 con Francia de 2913 MW, de 3240 MW con Portugal, 107 MW con Andorra y 600 MW con Marruecos. Asumiendo la previsión de puesta en marcha de las interconexiones incluidas en la planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 aprobada en marzo de 2022, estas interconexiones ascenderían a un valor de percentil 70 en importación de: 5000 MW con Francia, 3500 MW con Portugal, 250 MW con Andorra y 1200 MW en importación con Marruecos. Este escenario, sin embargo, teniendo en cuenta únicamente las interconexiones con Portugal y Francia, mantendría a España aún lejos del objetivo del 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros establecido en el artículo 4.d) del Reglamento 2018/1999.

En relación con los intercambios internacionales, en el año 2022 el saldo neto ha sido exportador alcanzando los 19.841 GWh⁵. No se registraba un saldo neto exportador desde 2015 y además representa un volumen récord. Las razones de este saldo exportador hay que encontrarlas en la situación excepcional de los mercados eléctricos durante la crisis energética sufrida en dicho año, sumado a la situación particular del parque generador de los países que comparten frontera con España, lo que contribuyó a un incremento de las exportaciones para garantizar la cobertura de la demanda de energía eléctrica en aquellos países.



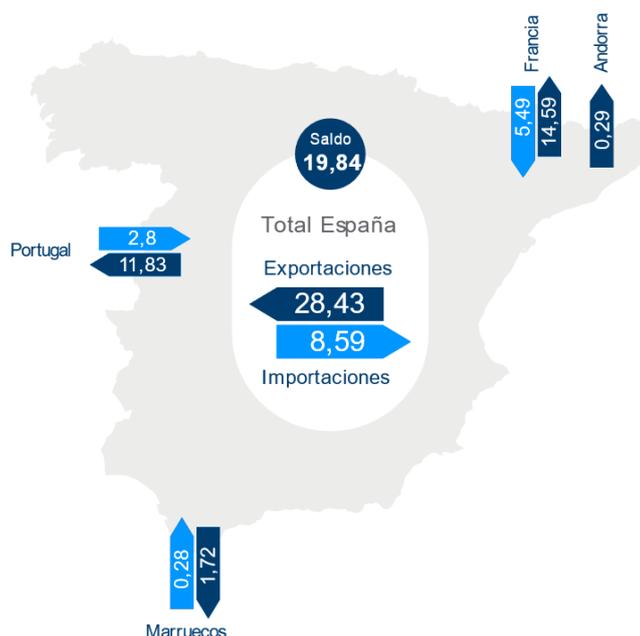
Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021. REE

El último año del que se disponen de datos más detallados es 2022, cuando el volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 37.011 GWh.

⁵ Informe del Sistema Eléctrico Español de Red Eléctrica de España para el año 2022. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf

Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2022

GWh



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2022. Red Eléctrica

Francia

El saldo neto anual de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia en 2021 ha sido importador en 6.054 GWh, un 15,4 % superior al del año 2020. Los programas de importación alcanzaron los 13.442 GWh, un 15,2 % superiores al año anterior y los de exportación fueron de 7.388 GWh, valor superior en un 35,6 % al del pasado año. Salvo en febrero, noviembre y diciembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Durante el 2021 se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, la mayor parte del tiempo en el sentido de Francia hacia España (62 % de las horas), cifra similar a la de 2020. El porcentaje de uso promedio de la capacidad en este periodo es del 81,9%. El cambio en el sentido del saldo hacia signo exportador se debe generalmente a dos causas: exceso de renovables en el sistema español o elevados precios en Francia, debido generalmente a una alta indisponibilidad de sus nucleares. El primer motivo es el que se produjo en febrero, en donde 576 horas tuvieron saldo exportado con un uso promedio de la capacidad del 87,3%. El segundo motivo es el que más se ha producido en los dos últimos meses del periodo, llegando Francia a alcanzar un precio máximo horario de 620 €/MWh. En estos últimos meses el uso promedio de la capacidad de intercambio alcanza un valor del 80,7%.

En el año 2022, el saldo neto con Francia ha sido neto exportador en 9.095 GWh, lo que supone un cambio de sentido y un aumento del volumen en un 50,2% con respecto a 2021. Los programas de importación alcanzaron los 5.490 GWh, un 59,2 % inferiores al año anterior y los de exportación fueron de 14.585 GWh, valor superior en un 97,4 % al del pasado año. El cambio de sentido durante este año se debe al efecto combinado de

la indisponibilidad de buena parte del parque nuclear francés y a la puesta en funcionamiento del denominado mecanismo ibérico regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 mayo, si bien este segundo factor ha tenido menor peso en la determinación del sentido de los flujos en frontera con Francia en comparación con el primer fenómeno antes mencionado.

Durante el 2022 se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, la mayor parte del tiempo en el sentido de España hacia Francia (76% de las horas). El porcentaje de uso promedio de la capacidad en este periodo es del 85,2%.

Portugal

El saldo neto anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal en 2021 ha sido de nuevo exportador, por valor de 4.548 GWh, frente a los 1.455 GWh de 2020. Es el tercer año consecutivo con saldo exportador, anteriormente no se registraba desde el año 2015. Los programas de importación han alcanzado una cifra de 4.124 GWh, con un descenso de un 16,5 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 8.673 GWh, cifra superior en un 36% a la del pasado año.

En la interconexión con Portugal en 2022 el saldo neto anual ha sido exportador, por cuarto año consecutivo, con un valor de 9.023 GWh, duplicándose respecto al pasado año. Es el cuarto año consecutivo con saldo exportador, anteriormente no se registraba desde el año 2015. Los programas de importación han alcanzado una cifra de 2.810 GWh, con un descenso de un 31,9 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 11.833 GWh, cifra superior en un 36,4% a la del pasado año.

Marruecos

El saldo de los intercambios programados con Marruecos volvió a ser importador en 2021, con un valor de 182 GWh, frente a los 298 GWh exportadores del 2020. Los meses de febrero, julio a septiembre y noviembre tienen saldo neto exportador, mientras que el resto de los meses el saldo neto es importador. El volumen total de energía intercambiada ha sido de 772 GWh, un 11,7 % superior al 2020, pero muy alejado de los valores de otros años.

En 2022, con Marruecos vuelve a ser exportador, con un valor de 1.438 GWh, frente a los 182 GWh importadores del pasado año. El volumen total de energía intercambiada ha sido de 2008 GWh, un 160,1 % superior al del pasado año, pero inferior a los valores de otros años.

Andorra

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 225 GWh, que supone un ascenso de un 15,1 % respecto al año 2020. El uso

promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 17,9 %, frente al 18,5 del pasado año.

En 2022, con Andorra el saldo ha sido exportador, con un valor de 286 GWh, que supone un ascenso de un 26,9 % respecto al año 2021. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 26,8 %, frente al 17,9 del pasado año.

2.3.2 Nuevos proyectos de interconexión

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la capacidad de intercambio actual de España es muy reducida y existe la necesidad de avanzar en el desarrollo de nuevas interconexiones: existen proyectos en curso como son la interconexión submarina por el Golfo de Bizkaia, la interconexión norte con Portugal entre Galicia y el Minho portugués.

El nuevo enlace eléctrico por el Golfo de Bizkaia, de casi 400 km de longitud (de los cuales, unos 300 kilómetros serán de cable submarino) fue declarado Proyecto de Interés Común (PIC) en el año 2013. La nueva interconexión entre la subestación de Gatika (ubicada cerca de Bilbao) y la subestación de Cubnezais (en la región francesa de Aquitania) se compone de cuatro cables, dos por cada enlace. Este doble enlace submarino y subterráneo será en corriente continua, con una capacidad de transporte de 2x1.000 MW. También ha sido declarado como PIC el proyecto de interconexión norte con Portugal entre Galicia y el Minho portugués.

Conviene señalar que las interconexiones con Francia y Portugal han sido estudiadas en el ámbito de la planificación europea (TYNDP⁶) y se han evaluado tanto la idoneidad de los proyectos de interconexión previstos como las consecuencias de no llevarlos a cabo cuantificándose los beneficios derivados de la integración de mercados, en términos de integración de energías renovables y de reducción de emisiones. Adicionalmente, en el ejercicio de "*Identification of System Needs*"⁷ se evalúan las necesidades a 2030 y 2040 más allá del proyecto de Golfo de Vizcaya y la interconexión norte de Portugal, y cuyos resultados vienen a manifestar que la alta necesidad de aumentar las interconexiones continuará en los próximos años.

Adicionalmente, con Estados no miembros también se encuentra planificada una nueva interconexión con Marruecos y una con Andorra.

2.3.3 Capacidad de la red interna

En 2021, en un contexto aún marcado por la pandemia, se continuó fortaleciendo la red de transporte, incrementando la inversión hasta los 391 millones de euros, un 2,1 %

⁶ Ten Years Network Development Plan ; <https://tyndp.entsoe.eu/>

⁷ Enlace al último ejercicio publicado en 2022: <https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-opportunities-for-a-more-efficient-european-power-system-in-2030-and-2040>

superior respecto al mismo periodo del año anterior. Para ello se han puesto en servicio instalaciones que contribuyen a integrar la mayor generación renovable posible, mejoran el mallado de la red y fomentan la electrificación, garantizando la seguridad del suministro y asegurando la calidad del servicio.

Dicho año se pusieron en servicio 206 kilómetros de circuito y 134 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 44.769 kilómetros, experimentando un incremento del 0,5 % respecto a 2020. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 850 MVA, elevando el total de la capacidad de transformación nacional a 93.871 MVA (0,9 % superior frente a 2020).

En 2022, en un contexto de recuperación económica tras la pandemia aunque marcado por otros factores geopolíticos en el territorio europeo, se ha incrementado la inversión en la red de transporte hasta los 448,8 millones de euros, un 14,8 % superior respecto al año anterior. Estas inversiones han contribuido a integrar la mayor generación renovable, reforzar los enlaces entre islas, mejorar el mallado de la red y fomentar la electrificación, garantizando la seguridad del suministro y asegurando la calidad del servicio.

A lo largo del 2022 se pusieron en servicio 326 kilómetros de circuito y 109 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 45.101 kilómetros, experimentando un incremento del 0,7 % respecto a 2021. Por su parte, el total de la capacidad de transformación nacional se ha elevado hasta los 94.221 MVA.

En marzo de 2022 se aprobó el Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026 por el Consejo de Ministros a instancias del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Dicho Plan constituye una herramienta fundamental para garantizar la transición energética y establece cuáles son los proyectos de desarrollo de la Red de Transporte que deben desarrollarse los próximos años para hacer realidad los objetivos energéticos de la política nacional y europea.

2.3.4 Conclusiones

En vista de lo anterior, resulta imprescindible abundar en el desarrollo y puesta en marcha de interconexiones del sistema eléctrico español con el sistema eléctrico centroeuropeo, dado que las mismas permiten dotar a España de nuevos recursos de generación situados más allá de la frontera, favoreciendo la disponibilidad de nueva potencia firme que permite, en última instancia, garantizar la seguridad de suministro. Esta exigencia en materia de interconexiones requiere afianzar los compromisos y las relaciones bilaterales a ambos lados de la frontera, al objeto de favorecer un despliegue que permita cumplir con los objetivos comunitarios en materia de interconexiones, y al mismo tiempo salvaguardando todos aquellos aspectos que puedan verse afectados o comprometidos como consecuencia de dicho despliegue.

2.4 Autoconsumo, almacenamiento y las medidas del lado de la demanda y la eficiencia energética

2.4.1 Autoconsumo

En España la actividad de autoconsumo se encuentra en plena fase de despliegue y consolidación, una vez superadas algunas barreras regulatorias que habían dificultado su viabilidad económica. El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, supuso un paso importante al facilitar que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y a menor coste.

Asimismo, el autoconsumo colectivo, desarrollado en este real decreto, permite que diversos consumidores de una misma comunidad (comunidad de propietarios, un barrio, un polígono industrial, etc.) puedan beneficiarse colectivamente de las mismas instalaciones de generación próximas, situadas en el entorno de la comunidad, lo cual conlleva un aprovechamiento de la capacidad de generación y, por tanto, de la inversión a realizar.

A este respecto, debe destacarse que en noviembre de 2021 se aprobó la Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I 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. Por medio de esta orden los usuarios de autoconsumo colectivo pueden establecer coeficientes dinámicos para cada hora del año, lo que permite optimizar el reparto de energía generada por la instalación de autoconsumo compartido entre sus usuarios, especialmente cuando estos tienen pautas de consumo muy diferentes, como puede ser el caso de edificios que combinen locales comerciales, oficinas y viviendas.

Las actuaciones previstas para los próximos años en materia de autoconsumo se recogen en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030⁸ (PNIEC), aprobado el 25 de marzo de 2021 y publicado en el Boletín Oficial del Estado el 31 de marzo de 2021.

Como mecanismos para promover el desarrollo del autoconsumo, España ha impulsado las siguientes actuaciones:

- a) La elaboración de una Hoja de Ruta del Autoconsumo⁹, en la que se establecen los objetivos en materia de autoconsumo para el periodo 2021-2030. Esta hoja de ruta se aprobó en diciembre de 2021. En esta Hoja de Ruta se establecen los siguientes objetivos:
 - a. Establecer el potencial de penetración del autoconsumo por tipo de consumidor.
 - b. Establecer las líneas de actuación para promover el autoconsumo renovable, situando al ciudadano en el centro del sistema energético, y activar su uso como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética.
 - c. Desarrollar instrumentos para promover su uso compartido.

⁸ <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>

⁹ <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/default.aspx>

- d. Facilitar la implantación de aplicaciones en ámbitos como el industrial o de sector servicios en un contexto de reactivación económica, así como en el sector público.
 - e. Desarrollo del autoconsumo como palanca para la generación rápida de actividad y empleo, tanto de forma directa como mediante el efecto sobre las distintas cadenas de valor locales y el ahorro en costes energéticos de consumidores e industria.
- b) Financiación blanda que facilite la movilización de inversión privada permitiendo el retorno de la financiación en base a los ahorros económicos que supone la generación autoconsumida (en este sentido cabe destacar el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia).
 - c) Gestión por parte de terceros o modelo de servicios energéticos: según este modelo, las empresas especializadas en servicios energéticos, como por ejemplo empresas comercializadoras de energía eléctrica, acometen la inversión en instalaciones de autoconsumo y realizan su mantenimiento, vendiendo a los consumidores la energía producida en condiciones favorables. Esto evita que la empresa, familia o administración consumidora tenga que realizar la inversión o responsabilizarse de una actividad que les es ajena.
 - d) Impulso de experiencias que aprovechen el potencial de la normativa de autoconsumo para desarrollar sistemas en que autoconsumidores públicos o privados puedan compartir el excedente de su generación con hogares vulnerables, así como otras medidas específicas dirigidas a la mitigación de la pobreza energética.
 - e) Guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo: El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha elaborado una guía para la implantación de sistemas energéticos de autoconsumo que facilite la toma de decisiones a las autoridades municipales.

2.4.2 Almacenamiento

En lo que respecta al almacenamiento, la referencia a nivel nacional es la **Estrategia de Almacenamiento Energético**¹⁰ aprobada el 9 de febrero de 2021, la cual contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido.

La Estrategia identifica y analiza los retos, define las medidas para su efectivo despliegue, evalúa las oportunidades y cuantifica las necesidades de almacenamiento

¹⁰ https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf

para contribuir a la descarbonización del sistema energético. Entre otras pueden destacarse las siguientes:

- Establecer requisitos legales del almacenamiento y el papel de los actores del mercado, así como eliminar barreras burocráticas y facilitar las iniciativas y proyectos.
- Impulso del almacenamiento en los mercados del sistema eléctrico, así como fomento de precios dinámicos de la energía.
- Fomento del almacenamiento y su cadena de valor a todos los niveles, desde la comercialización de energía hasta el autoconsumo, impulsando las figuras del agregador y las comunidades energéticas.
- Impulso del hidrógeno renovable, el desarrollo del *power to X* y el potencial del almacenamiento térmico.
- Impulso a las comunidades energéticas para generar espacios de participación ciudadana, y formando profesionales para profundizar en la transición justa.
- Apoyo a la I+D+i a largo plazo a través de laboratorios y proyectos piloto, aprovechando iniciativas internacionales y nacionales.
- Promover la economía circular apoyando negocios que den una segunda vida a los residuos y mejoren su trazabilidad.
- Aprovechar el almacenamiento como base para el desarrollo tecnológico en las islas y zonas aisladas, promoviendo la I+D+i y la generación de empleo.
- Medidas destinadas a favorecer la participación de entes regionales y locales, a actualizar y a establecer un sistema de monitorización desde la Administración.
- Estudio y definición de tres importantes aspectos para el almacenamiento de energía: sus necesidades, la evaluación de costes y beneficios, y del ciclo de vida del almacenamiento.

También hay que destacar las actuaciones recogidas en el PNIEC relativas al almacenamiento, las cuales se articulan en torno al Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan, por sus siglas en inglés), que ha sido desde 2007 el pilar de I+D+i de la política europea sobre energía y clima.

En el marco del SET-Plan, las administraciones españolas trabajan en diferentes grupos que abordan las necesidades de I+i+c en sectores como la energía fotovoltaica, la solar de concentración, la eólica y la eficiencia energética.

El Ministerio de Ciencia e Innovación (MCI) es el encargado de la ejecución de la política del Gobierno de España en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación y, por ello, es el responsable de desarrollar esta dimensión en el sector de la energía en coordinación con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y otros agentes implicados.

Junto con los Ministerios, participan en este desempeño:

- La Agencia Estatal de Investigación (AEI), responsable de la financiación, evaluación, concesión y seguimiento de las actuaciones de investigación científica y técnica. Dentro de sus actuaciones destacan las Plataformas Tecnológicas.
- El Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), que tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico, para lo que financia proyectos empresariales de I+i+c.

- Los Organismos Públicos de Investigación, como el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que se centran en la ejecución de los programas.

Entre otras líneas de trabajo, hay previstas actividades de I+i+c orientadas a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética centradas en la flexibilidad y optimización del sistema energético, mediante la implementación de tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico, esencial para alcanzar un alto grado de penetración en el sistema de generación renovable no gestionable. Las tecnologías sobre las que se ha puesto el foco son:

- Almacenamiento eléctrico, con y sin vehículo eléctrico, y participación de la demanda en la operación del sistema.
- Almacenamiento térmico, en particular el acoplado a tecnologías solares termoeléctricas.
- Almacenamiento hidroeléctrico.
- Almacenamiento químico en forma de hidrógeno, bien empleando electrólisis y consumo en pilas de combustible, o bien inyectándolo a la red.

Todas las propuestas de trabajo antes mencionadas, que se refuerzan con la mayor participación del almacenamiento en los mercados de electricidad, y en especial en los mercados de balance, tal y como se mencionará en el siguiente apartado, ponen de relieve la posición crucial que el almacenamiento representa en la consecución de los objetivos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España.

Así, el almacenamiento juega un papel imprescindible en su capacidad para aportar firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico español, sirviendo como tecnología complementaria de las principales renovables (eólica y fotovoltaica, principalmente). De esta forma, la intermitencia en la producción asociada a dichas instalaciones se ve compensada por la mayor gestionabilidad asociada al almacenamiento.

Esta tecnología es, además, necesaria para desplazar, eventualmente, a otras tecnologías que actualmente son responsables de aportar la firmeza necesaria al sistema eléctrico, pero que necesitan incorporar los costes de CO₂ dadas las emisiones en las que incurre en el proceso de producción de energía eléctrica. La neutralidad climática solo se alcanzará cuando dichas tecnologías no resulten necesarias en el mix eléctrico, y es aquí donde el almacenamiento deberá desempeñar un rol muy destacado.

Por ello, el mecanismo de capacidad que finalmente se introduzca (siempre que las tramitaciones nacional y europea lo permitan), debe tratar de lograr este doble objetivo: por un lado, garantizar la seguridad de suministro que, actualmente, y hasta que no produzcan los despliegues en almacenamiento antes mencionados, se apoyan en buena medida en tecnologías emisoras y, por otro lado, que el instrumento articulado fomente precisamente el despliegue del almacenamiento, facilitando por tanto una tecnología que, de manera intrínseca, se encuentra libre de emisiones, pero permite salvaguardar la necesaria firmeza y flexibilidad requerida por el sistema eléctrico español.

2.4.3 Medidas del lado de la demanda y la eficiencia energética.

España ha impulsado de manera sustancial en los últimos dos años el desarrollo de instrumentos para promover la gestión de la demanda y la eficiencia energética, que de acuerdo con las directrices europeas pueden ser incentivos económicos, introducción de tecnologías y técnicas más eficientes, o influencia en los hábitos de los consumidores.

Para seguir avanzando en la integración de la demanda en los mercados, es necesario desarrollar la figura de los agregadores independientes, que han sido definidos en el artículo 6.1.i) de la Ley 24/2013, de 26 diciembre, como los participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el comercializador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

Por otra parte, el 11 de diciembre de 2019, la CNMC aprobó la Resolución por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español para incorporar a la normativa española lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (EBGL).

Para desarrollar plenamente lo previsto en dicha resolución, se adaptaron los procedimientos de operación por Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019.

En particular, entre otros cambios introducidos frente a la regulación existente, destacan los siguientes:

- Se incorporan en los procedimientos de operación los aspectos regulatorios planteados en:
 - Condiciones Relativas al Balance, aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019.
 - Circular 3/2019 de la CNMC, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.
 - Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento MIE).
 - Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO).
 - Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

- Se incorporan en los procedimientos todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance.
- Se aprueba un nuevo procedimiento de operación específico que incluye, entre otras, las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento.
- Se incorporan las condiciones de deshabilitación respecto a la prestación de los servicios de reservas de sustitución, regulación secundaria y regulación terciaria de las distintas unidades de programación o zonas de regulación, proveedoras de servicios de balance.
- Se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.
- Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad. Se adapta la redacción de los procedimientos a las figuras del participante en el mercado (PM), el responsable del balance (BRP) y el proveedor de servicios de balance (BSP).

Adicionalmente, los servicios de no frecuencia y las restricciones técnicas gestionadas por el operador del sistema, van a ser sometidos próximamente a un nuevo cambio regulatorio para que la demanda pueda participar en estos procesos de soluciones de restricciones técnicas (tanto en Fase I, II como en tiempo real). Este cambio es igualmente relevante dado que, de lograr la participación real y efectiva de la demanda en estos procesos, lograrán desplazar a los grupos térmicos que, actualmente, son los que mayoritariamente se encargan de ofrecer la solución técnicamente viable a los requerimientos técnicos del operador del sistema y completarían así, junto con los servicios de balance que permiten la participación de la demanda desde 2021, la inclusión de los proveedores de demanda en todos los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular español.

En todo caso, los cambios introducidos no ignoran la necesidad de que las medidas del lado de la demanda sigan fomentándose, y que la participación de los nuevos sujetos del sistema eléctrica (particularmente el agregador independiente) se convierta en una realidad, para lo cual aún se requiere profundizar en el proceso de transposición de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo 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.

Otros vehículos de participación de la ciudadanía, como las comunidades energéticas (que agrupan las comunidades de energías renovables, previstas en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, así como las comunidades ciudadanas de energía, reguladas en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo 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) también jugarán un rol imprescindible coadyuvando al empoderamiento del ciudadano en el sistema eléctrico nacional.

2.5 Servicios de balance y de no frecuencia

2.5.1 Servicios de balance gestionados por mecanismos de mercado

Conforme a lo establecido en el Reglamento EB, y al objeto de contribuir al desarrollo del mercado interior de la electricidad, el conjunto de TSOs europeos trabaja en la integración de los mercados de balance en las plataformas de balance previstas para cada producto estándar europeo de energía de balance, conforme al calendario previsto en dicho Reglamento.

En particular, el calendario seguido y previsto por el sistema eléctrico peninsular español respecto a la conexión a las distintas plataformas es el siguiente:

- Conexión a la plataforma RR (TERRE): marzo de 2020
- Conexión a la plataforma de compensación de desequilibrios IN (IGCC): octubre de 2020
- Conexión a la plataforma mFRR (MARI): mayo de 2024
- Conexión a la plataforma aFRR (PICASSO): julio de 2024.

La energía de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) permite emplear recursos de balance capaces de dar respuesta con media hora de antelación respecto al momento de activación para resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y al inicio del horizonte de entrega de energía. Se trata de un producto estándar europeo de balance, que, como se comentó anteriormente, está plenamente adaptado a la Decisión de ACER sobre los límites técnicos de precios. Este producto se gestiona a través de la plataforma europea de balance LIBRA en funcionamiento desde 2020 y desarrollada por los TSOs europeos del Proyecto TERRE.

En el marco de este servicio, durante 2022 se intercambiaron 1.901 GWh de energías de balance RR (Replacement Reserves), gestionados mediante la plataforma europea TERRE, lo cual supuso un récord de energía de RR intercambiada por España entre el resto de zonas de Europa participantes desde su puesta en marcha en marzo de 2020. Del total de energía intercambiada, 1.115 GWh fueron en sentido importador (58,6 %) y 787 GWh fueron en sentido exportador (41,4 %).

Por otro lado, la regulación secundaria es un servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control "España" y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (reserva de regulación) y utilización (energía).

La energía de regulación secundaria se correspondería con el producto estándar europeo de reserva automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés).

Por su parte, la regulación terciaria es un servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo identificados con 15 minutos de antelación al momento de entrega de energía y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. El servicio de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, durante 15 minutos y hasta 30 minutos.

Cabe destacar que, tanto para el caso de la regulación secundaria como para el caso de la regulación terciaria, se trata de productos pre-estándar que a día de hoy se gestionan en los mercados nacionales dedicados a cada producto, si bien estos se integrarán progresivamente en las plataformas europeas de balance para intercambio de productos estándar aFRR (PICASSO) y mFRR (MARI) respectivamente.

Si bien las últimas reformas de los referidos mercados ya permiten la participación de la demanda en condiciones de igualdad respecto de la generación, aún se requiere profundizar en los citados desarrollos para que dicha participación sea real y efectiva, y así mismo permita tanto la participación del almacenamiento (cuyo contenido dependerá del proceso de desarrollo regulatorio previsto), como de otros sujetos del sistema eléctrico, tales como el agregador independiente (que, de nuevo, aún requiere un desarrollo regulatorio completo, tal y como se ha apuntado en apartados anteriores).

2.5.2 Servicio de control de tensión gestionados por mecanismos de mercado

Dentro del marco normativo de las Condiciones de servicios de no frecuencia aprobado por la CNMC y publicado en el BOE el 27 de septiembre de 2022 que abre la participación igualitaria de generación, demanda y almacenamiento en estos servicios, se establece un servicio específico de control de tensión cuya responsabilidad de propuesta es del operador del sistema.

Con la finalidad de realizar la mejor propuesta normativa de un servicio de control de tensión el operador del sistema ha desarrollado durante 2022 y 2023 propuestas relacionadas con un mercado abierto a todos los actores del sistema que permita el correcto control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. De esta forma durante el año 2022 se aprueba el Proyecto de Demostración Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión (PDR), aprobado por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 8 de agosto de 2022.

El PDR, bajo el marco regulatorio de la Circular 03/2019 de 20 de noviembre de la CNMC, ha estado destinado a analizar la viabilidad técnica-económica de una propuesta de renovación de P.O. 7.4 “Servicio de control de tensión” adaptado a las Condiciones de servicios de no frecuencia.

Las conclusiones de este PDR servirán para establecer una nueva propuesta, de forma que, la previsión es que el OS lance un nuevo trámite de audiencia a finales de 2023 que permitirá durante el año 2024, tras la aprobación del mismo, la implantación de un

servicio de control de tensión que ofrecerá más recursos al sistema, una mayor seguridad y una posibilidad de descarbonización del mismo, dado el incremento de posibles proveedores y la capacidad técnica de los mismos. Este servicio supondrá una vía de retribución adicional, una esperada reducción de costes para la demanda con respecto a la provisión actual y afrontar una mayor penetración de renovables en el sistema con un marco de seguridad afianzado.

2.5.3 Condiciones para los proveedores de servicios de balance

El Reglamento EB, establece en su artículo 18, que el Gestor de la Red de Transporte (GRT) de cada estado miembro, Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema en el caso de España, elaborará una Propuesta relativa a las condiciones para los proveedores de servicios de balance y las condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance.

A este respecto, el Operador del Sistema remitió dicha propuesta a la CNMC y elaboró, con la colaboración de los sujetos interesados y previa consulta pública, una hoja de ruta para la implementación en España de la Directriz sobre el balance eléctrico.

Mediante resolución de 11 de diciembre de 2019 de la CNMC se han aprobado las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico español, de acuerdo con lo previsto en el artículo 18 del Reglamento EB.

Las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC son las mismas para todos los proveedores de servicios de balance, ya sean instalaciones de generación, de demanda o de almacenamiento y permiten la agregación de las instalaciones de generación, independientemente de su tecnología, de las instalaciones de demanda y de las instalaciones de almacenamiento para ofertar servicios de balance al sistema.

Como consecuencia de lo anterior, se han adaptado numerosos procedimientos de operación mediante resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019. Las principales modificaciones relacionadas con los mercados de balance han sido las siguientes:

- se incorporan todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance.
- se introducen las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento
- se incorporan las condiciones de deshabilitación respecto a la prestación de los servicios de reservas de sustitución, regulación secundaria y regulación terciaria de las distintas unidades de programación o zonas de regulación, proveedoras de servicios de balance.

- se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.
- Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad.
- Se eliminan los límites de precios en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento MIE y del Reglamento EB. Esta modificación permitirá presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos.

Así, se han aprobado los siguientes procedimientos de operación:

- P.O.3.1. Proceso de programación
- P.O.3.2. Restricciones técnicas
- P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
- P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento
- P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema
- P.O.7.2. Regulación secundaria
- P.O.7.3. Regulación terciaria
- P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación
- P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación
- P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Actualmente y hasta el 22 de septiembre de 2023, se encuentra abierta la consulta del OS sobre la propuesta de modificación de las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español y los procedimientos de operación del sistema, para la adaptación de los procesos, la liquidación y los intercambios de información a la operación en las plataformas europeas MARI y PICASSO, así como para contemplar el uso del módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM) y las comunicaciones necesarias que se establecerán entre OS y CMM.

2.6 Precios regulados

En España existe el denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que es un precio único para todo el territorio español, regulado en el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y establecido por el Gobierno de acuerdo con la metodología recogida en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Tras la reforma operada por el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, dicho PVPC se configura como un precio parcialmente indexado al mercado diario, aprovechando asimismo el sistema de contadores de telegestión instalados en el segmento de consumidores domésticos, y otro porcentaje del precio que se determina por medio de una cesta de productos a futuro negociados en el mercado organizado mayorista en el ámbito peninsular. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, prevé que para su cálculo debe respetarse el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no crear distorsiones de la competencia en el mercado.

El PVPC se compone de:

- a) un término de potencia, que es el término de potencia del peaje de acceso y cargos más el término fijo de los costes de comercialización;
- b) un término de energía, correspondiente al término de energía del peaje de acceso y cargos;
- c) un término del coste horario de la energía, calculado aplicando las pérdidas correspondientes al coste de producción de la energía suministrada en cada hora. Este último coste de producción de energía, se calcula a partir:
 - del precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario,
 - del precio de los servicios de ajuste del sistema,
 - de otros costes asociados al suministro (entre los que se encuentran las retribuciones de los operadores, los pagos por capacidad y el término variable de los costes de comercialización).
 - Un término de ajuste que incorpora la señal de los productos a plazo incluidos en la propia estructura del PVPC. Los productos a plazo incluidos corresponden con el producto anual, trimestral y mensual del producto de carga base y liquidación financiera negociada en el mercado a plazo ibérico.

Pueden acogerse a este precio regulado los consumidores de electricidad con potencia contratada igual o inferior a 10kW, los cuales deben suscribir un contrato con una de las comercializadoras de referencia (COR) designadas por el Gobierno. En la actualidad existen en España 8 COR (6 de ámbito nacional y 2 que operan en el ámbito geográfico de Ceuta y Melilla). A su vez, solo pueden acogerse a dicho contrato de suministro los consumidores domésticos y las microempresas, de conformidad con lo establecido en

el artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo 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.

En todo caso, a pesar de la existencia de este PVPC, los consumidores finales de energía eléctrica pueden optar en cualquier momento por contratar el suministro con una comercializadora de libre mercado. Aunque se trata de un precio cuya metodología transparente está determinada por el Gobierno, es un precio que traslada al consumidor únicamente el coste de la energía en el mercado mayorista (diario o a plazo), el coste de los peajes de acceso a través de los que se retribuyen los costes regulados del sistema eléctrico, y los costes en los que incurre el COR. El contrato a PVPC no puede incluir ningún otro producto o servicio, sea energético o no, ofrecido directamente por el COR o por terceros.

Comparativa de precios entre el mercado regulado y el mercado libre en 2021 y 2022

En este sentido, y de acuerdo con el último informe de supervisión del mercado minorista elaborado por el regulador español¹¹, la CNMC, para el año 2021 (último año en que se dispone de información completa que permite un análisis comparativo de los datos a año completo), un consumidor medio acogido al PVPC vio incrementados sus precios en un 39%, al reflejar este precio la evolución de los precios del mercado mayorista de forma directa. Así pues, en 2021 se produjo la situación inversa a la observada en 2020, en que los consumidores con PVPC se habían beneficiado de las bajadas experimentadas en el mercado mayorista, mientras que la media de los consumidores domésticos en mercado libre no vio reducidos sus precios.

Debido precisamente a la exposición que ha tenido el consumidor doméstico a la volatilidad experimentada por el precio en los mercados mayoristas de contado, se optó por iniciar la tramitación del Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación del PVPC a señales a plazo y reducción de su volatilidad, proyecto que fue finalmente aprobado en junio de 2023 por medio del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, y desplegará sus efectos a partir del 1 de enero de 2024.

Asimismo, ante la situación excepcional de precios elevados, se puso en marcha a partir de junio de 2022 un mecanismo temporal para limitar el precio de la electricidad en el mercado mayorista ibérico, conocido como mecanismo de ajuste, o mecanismo ibérico. Bajo este mecanismo las instalaciones de combustibles fósiles (fundamentalmente, ciclos combinados, carbón y cogeneración) deben ofertar al mercado de electricidad internalizando el tope de gas establecido. A cambio estas tecnologías perciben un ajuste proporcional a la diferencia entre el precio de mercado del gas y un precio de referencia, debiendo internalizar la cuantía unitaria del ajuste en sus ofertas en mercado. Este coste de ajuste es financiado por las unidades de adquisición y en último término por el consumidor (con excepciones para el almacenamiento), excluyéndose aquellas que tuviera instrumentos de cobertura a plazo o contratos con clientes finales a precio fijo

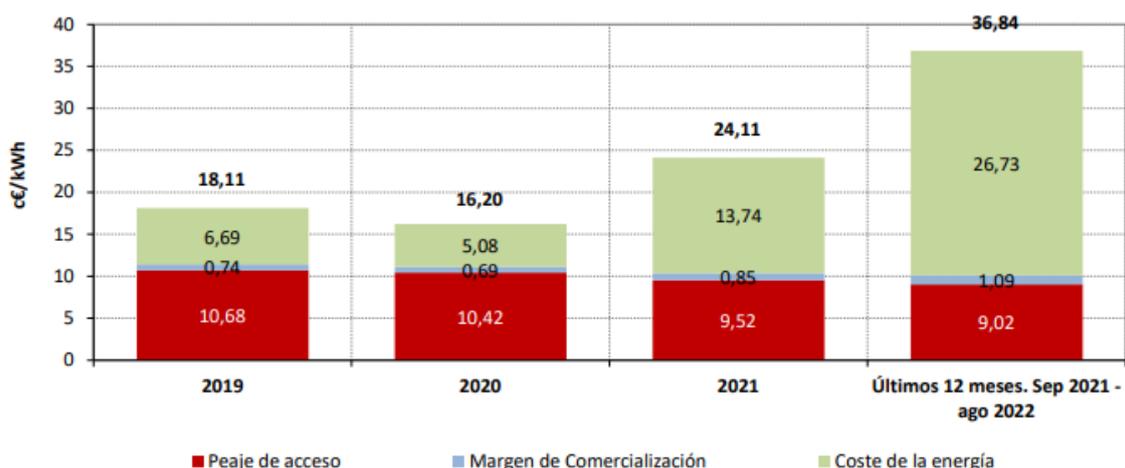
¹¹ Informe de supervisión del Mercado minorista de electricidad. 2019. CNMC <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4692868.pdf>

celebrados antes de una determinada fecha. Este mecanismo entró en vigor el 15 de junio y ha sido prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023.

La entrada de este mecanismo permitió desvincular el precio del mercado mayorista de electricidad -tanto de contado como a plazo- de los fuertes incrementos del precio del gas que se registraron en 2022. Así, el precio del mercado medio diario en España fue de 130,98 €/MWh en el periodo del 15 de junio al 31 de diciembre, mientras que en Alemania fue de 282,60 €/MWh y en Francia de 320,50 €/MWh. Por su parte, en los mercados a plazo, las cotizaciones de los contratos a plazo en España con liquidación en el periodo de vigencia del mecanismo frenaron su subida, mientras que las cotizaciones a plazo con subyacente alemán y francés con liquidación en 2022 prosiguieron al alza en una escalada de precios sin precedente. En el mercado minorista, la mayor parte de los nuevos contratos que se fueron realizando, así como sus renovaciones pasaron a incorporar un coste adicional correspondiente a la financiación del mecanismo de ajuste. Si bien es difícil estimar el ahorro para el mercado libre de la implantación del mecanismo, para los consumidores acogidos al PVPC, se puede estimar dicho ahorro de manera aproximada en el entorno del 18% en el coste de la energía desde la puesta en marcha del mecanismo hasta el 31 de diciembre de 2022.

Evolución de los precios en el año 2022

Si se analizan los últimos datos disponibles, según el Boletín de indicadores eléctricos de la CNMC para agosto de 2022¹², la facturación final de los consumidores acogidos al PVPC, se redujo un -52,8% en el periodo de 12 meses comprendidos entre septiembre de 2021 y agosto de 2022, frente a la facturación del año completo 2021.



¹² Boletín de indicadores eléctricos. Diciembre de 2022. CNMC
<https://www.cnmc.es/sites/default/files/4505785.pdf>

Como se puede observar, el principal componente de coste de la factura corresponde con el coste de la energía, marcado por la escalada de precio observada durante el periodo considerado.

Grado de concentración del sector eléctrico minorista en el ámbito doméstico en 2021

Según el mismo informe de mercado minorista de la CNMC, para el año 2021, el grado de concentración en el ámbito doméstico (aquel donde resulta de aplicación fundamentalmente el PVPC) era elevado, con un valor HHI¹³ de 2.291. El dato anterior justificaría en buena medida la existencia del PVPC como precio regulado, ya que en tanto no se alcancen niveles de competencia óptimos en dicho sector, y teniendo en cuenta las asimetrías de información (entre oferentes y demandantes en dicho mercado) inherentes al mismo, resulta imprescindible la existencia de un precio regulado que proporcione, adicionalmente, un marco de contratación transparente y predecible para el pequeño consumidor, que evite su exposición a determinadas prácticas que son la base de gran parte de las reclamaciones que se presentan en relación con la contratación y la facturación de energía eléctrica en España.

A pesar de lo anterior, en los últimos años se han venido impulsando medidas que fomenten la protección del consumidor en el mercado minorista de electricidad. Así, la CNMC dirigió sus esfuerzos en reforzar los trabajos para conseguir que el consumidor final se involucre en su suministro energético, conozca las opciones que mejor se adaptan a su perfil de consumo y a sus necesidades y entienda los componentes de su facturación. A modo ejemplo:

- En 2021, se adaptó el comparador para que el consumidor pudiera acceder a través del código QR que aparece en la factura eléctrica, sin necesidad de rellenar ninguna información. En 2022 se modificaron los parámetros que debía incluir el código QR, con el fin de que incorporara nuevos conceptos que han surgido, como por ejemplo la financiación del mecanismo de ajuste.
- Se incluyó una herramienta para que el consumidor pudiera consultar los precios horarios del PVPC, con el fin de incentivar a estos consumidores a adaptar sus pautas de consumo a los periodos más baratos. Esta herramienta resulta especialmente relevante en el contexto actual para los consumidores que cuentan con precios indexados al precio del mercado mayorista, ya que la producción solar y el autoconsumo se han incrementado significativamente, haciendo que las horas de mayor radiación solar registren precios significativamente inferiores a los del resto del día en determinados periodos del horario de verano.
- Se aumentó la vigilancia de la obligación establecida en el artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2021 relativo a la remisión a la CNMC por parte de las

¹³ El Índice de Herfindahl o Índice de Herfindahl y Hirschman (HHI) es una medida que informa sobre la concentración de un mercado. El índice se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada empresa posee y sumando esas cantidades, por lo que los resultados pueden variar de un valor cercano a 0 (competencia perfecta) a 10.000 (control monopolístico). Se considera que índices de entre 1.000 y 1.500 puntos reflejan una concentración de mercado moderada, mientras que con índices con valores superiores a 2.500 puntos se considera que el mercado es demasiado concentrado.

comercializadoras de todas sus ofertas disponibles en cada momento, con el fin de que estén en el Comparador de Ofertas de Energía.

Equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en el sistema

En España, todos los consumidores de energía eléctrica con potencia contratada hasta 15 kW tienen acceso a su curva de carga horaria puesta a disposición por la compañía distribuidora en su portal web.

En relación con la disponibilidad de los equipos de medida que permitan la obtención de dicha curva de carga horaria, la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que antes del 31 de diciembre de 2018 debía sustituirse la totalidad del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora, permitiéndose con posterioridad un margen de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir para cada empresa distribuidora por causas no imputables a la empresa y bajo justificación ante la CNMC.

De acuerdo con el último informe elaborado por la CNMC¹⁴ en junio de 2020 sobre el seguimiento del plan de sustitución de contadores, a 31 de diciembre de 2019, más del 99,6% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada habían sido sustituidos, de los que se habían integrado el más del 99%.

Tabla. Resumen de los contadores Tipo 5 sustituidos e integrados en España a 31 de diciembre de 2019.

	TOTAL	Distribuidoras de más de 100.000 clientes	Distribuidoras de menos de 100.000 clientes
Equipos Tipo 5	28.632.114	27.470.738	1.161.376
Sustituidos	28.528.482	27.371.353	1.157.129
Integrados	28.352.767	27.206.528	1.146.239
% Sustituidos	99,64%	99,64%	99,63%
% Integrados¹	99,38%	99,40%	99,06%

¹ Porcentaje calculado respecto a los contadores sustituidos

Fuente: Acuerdo por el que se emite informe sobre el seguimiento del plan de sustitución de contadores. CNMC.

Para los consumidores con equipo de medida tipo 4 (entre 15kW y 50 kW), el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, modificó el artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, de tal forma que en el plazo de 4 años desde la aprobación del mismo, los equipos de medida tipo 4 deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de

¹⁴ https://www.cnmc.es/sites/default/files/3002675_0.pdf

hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

Además, con las modificaciones llevadas a cabo en el real decreto se permite la integración de los equipos de medida ubicados en baja tensión en puntos fronteras tipo 3 y 4 en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras.

Las 6 distribuidoras de más de 100.000 clientes poseen en conjunto 688.921 contadores en suministros de energía eléctrica de potencia contratada entre 15 kW y 50 kW, lo que representa el 96,16% del total del sector. A 31 de diciembre de 2019, un total de 76,32% habían sido sustituidos, de los cuales, el 96,07% habían sido efectivamente integrados.

En cuanto a las distribuidoras con menos de 100.00 clientes, a 31 de diciembre de 2019, las empresas habían sustituido el 64,08% de los equipos de Tipo 4, de los cuales, el 70,41% habían sido efectivamente integrados.

De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas e incoar los expedientes sancionadores que correspondan.

Plan de implementación de conformidad con el artículo 20.3 del Reglamento 2019/943 (UE), de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad			
Nº	Órgano responsable	Medida	Detalle
1	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	Eliminación de los precios mayoristas del mercado diario e intradiario	<p>Aprobación de la Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos, que fija unos nuevos límites máximos y mínimos de precio de oferta de -500 y 3.000 €/MWh para el mercado diario y de -9.999 y 9.999 €/MWh para el mercado intradiario.</p> <p>Fecha de implementación: 6 de julio 2021</p>
2	CNMC	Precios de escasez	<p>El apartado c) del artículo 20.3 del Reglamento 2019/943 establece la necesidad de contemplar la posible inclusión de una función de fijación de precios de escasez para la energía de balance a que se refiere el artículo 44, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.</p> <p>Teniendo en cuenta que actualmente no existe ninguna función de fijación de precios de escasez para la energía de balance, de tal forma que el mecanismo de liquidación aplicable a los sujetos responsables del balance se lleve a cabo conforme a la referida regla, se podría contemplar, dentro del plan de reformas planteado por el Reino de España, dicha medida al objeto de eliminar las posibles distorsiones o deficiencias de mercado que dicha ausencia pueda provocar en los mercados de balance.</p> <p>Fecha de implementación prevista: en análisis</p>

3	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)	Interconexiones	<p>Desarrollo de las interconexiones previstas en la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica en el Horizonte 2026, aprobada por medio de Resolución de 8 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022, por el que se aprueba la planificación de la red de transporte de energía eléctrica Horizonte 2026</p> <p>Fecha de aprobación: Marzo de 2022. Ejecución durante el periodo 2021-2026.</p>
4	Autoconsumo		
4.1	MITERD	Coeficientes dinámicos	<p>Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I 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.</p> <p>Por medio de esta modificación normativa los usuarios de autoconsumo colectivo puedan establecer coeficientes dinámicos para cada hora del año, lo que permite optimizar el reparto de energía generada por la instalación de autoconsumo compartido entre sus usuarios, especialmente cuando estos tienen pautas de consumo muy diferentes, como puede ser el caso de edificios que combinen locales comerciales, oficinas y viviendas</p> <p>Fecha de aprobación: noviembre de 2021</p>
4.2	MITERD	Hoja de ruta del Autoconsumo	<p>Hoja de Ruta del Autoconsumo, en la que se establecen los objetivos en materia de autoconsumo para el periodo 2021-2030.</p> <p>Fecha de aprobación: Diciembre de 2021</p>

5	MITERD	Almacenamiento	<p>En desarrollo de la Estrategia de Almacenamiento, se prevé abordar los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Establecer requisitos legales del almacenamiento y el papel de los actores del mercado, así como eliminar barreras burocráticas y facilitar las iniciativas y proyectos. - Impulso del almacenamiento en los mercados del sistema eléctrico, así como fomento de precios dinámicos de la energía. - Fomento del almacenamiento y su cadena de valor a todos los niveles, desde la comercialización de energía hasta el autoconsumo, impulsando las figuras del agregador y las comunidades energéticas. - Impulso del hidrógeno renovable, el desarrollo del power to X y el potencial del almacenamiento térmico. - Impulso a las comunidades energéticas para generar espacios de participación ciudadana, y formando profesionales para profundizar en la transición justa. - Apoyo a la I+D+i a largo plazo a través de laboratorios y proyectos piloto, aprovechando iniciativas internacionales y nacionales. - Promover la economía circular apoyando negocios que den una segunda vida a los residuos y mejoren su trazabilidad. - Aprovechar el almacenamiento como base para el desarrollo tecnológico en las islas y zonas aisladas, promoviendo la I+D+i y la generación de empleo. - Medidas destinadas a favorecer la participación de entes regionales y locales, a actualizar y a establecer un sistema de monitorización desde la Administración. - Estudio y definición de tres importantes aspectos para el almacenamiento de energía: sus necesidades, la evaluación de costes y beneficios, y del ciclo de vida del almacenamiento. <p>Fecha de aprobación: Febrero de 2021</p>
6	MITERD y CNMC	Medidas del lado de la demanda	<p>Desarrollar la figura del agregador independiente, que ha sido definido en el artículo 6.1.i) de la Ley 24/2013, de 26 diciembre, como aquel participante en el mercado de producción de energía eléctrica que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.</p>

			Desarrollo de la figura del agregador independiente y su participación en todos lo mercados, de conformidad con la Directiva 2019/944 (UE), de 5 de junio de 2019.
--	--	--	--

Fecha de implementación prevista: 2023-2024