



**INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL
DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA
REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES
ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y
ECONÓMICAS DE LAS MODALIDADES DE
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CON AUTOCONSUMO Y DE PRODUCCIÓN
CON AUTOCONSUMO.**

8 de julio de 2015

IPN/DE/011/15

Índice

| | |
|--|-----------|
| 1. Antecedentes..... | 4 |
| 2. El Proyecto de real decreto. | 6 |
| 2.1 Descripción del Proyecto..... | 6 |
| 2.2 Contenido del Proyecto. | 8 |
| 3. Valoración general del Proyecto..... | 10 |
| 4. Consideraciones generales..... | 12 |
| 4.1 Sobre la ausencia de metodología para establecer los cargos..... | 12 |
| 4.2 Sobre los costes a los que deben hacer frente los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo..... | 12 |
| 4.2.1 Respecto de los peajes de transporte y distribución..... | 13 |
| 4.2.2 Respecto de los cargos asociados a los costes del sistema. | 14 |
| 4.2.3 Respecto del cargo por otros servicios del sistema. | 14 |
| 4.2.4 Sobre la potencia a la que se aplican los cargos en función del carácter gestionable o no de las instalaciones de generación. | 16 |
| 4.3 Sobre el ámbito de aplicación del proyecto..... | 18 |
| 4.3.1 Sobre el límite de potencia contratada por el consumidor para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo..... | 18 |
| 4.3.2 Sobre el límite de potencia instalada de la instalación de generación para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo. | 19 |
| 4.3.3 Instalaciones de autoconsumo preexistentes no clasificadas en ninguna de las modalidades previstas. | 20 |
| 4.4 Sobre la energía cedida a las redes por las instalaciones de suministro con autoconsumo..... | 22 |
| 5. Consideraciones particulares sobre el articulado. | 22 |
| 5.1 Artículo 2. Ámbito de aplicación..... | 22 |
| 5.2 Artículo 4. Requisitos técnicos de las instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo. | 23 |
| 5.3 Artículo 6 procedimiento de acceso y conexión..... | 24 |
| 5.4 Artículo 9. Requisitos de medida de la modalidad de suministro con autoconsumo. | 24 |
| 5.5 Artículo 13. Peajes de generación..... | 26 |
| 5.6 Artículo 19. Peajes de acceso de aplicación a las modalidades de autoconsumo. | 27 |
| 5.7 Artículo 20. Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico..... | 27 |
| 5.8 Artículo 21. Cargo por otros servicios del sistema. | 28 |
| 5.9 Disposición transitoria primera. Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo..... | 30 |
| 5.10 Disposición transitoria quinta. Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados. | 34 |
| 5.11 Disposición final segunda. Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto..... | 35 |
| 5.12 Otras consideraciones..... | 37 |
| 5.12.1 Inclusión del Anexo I en el articulado..... | 37 |

| | |
|--|-----------|
| 5.12.2 Inclusión del 'Tipo de autoconsumo 2.2' en el Anexo II. | 37 |
| ANEXO I. Ejemplos en el ámbito internacional de regulación del autoconsumo..... | 39 |
| ANEXO II. Alegaciones recibidas..... | 44 |

INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS MODALIDADES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON AUTOCONSUMO Y DE PRODUCCIÓN CON AUTOCONSUMO.

Expediente: IPN/DE/011/15

En Madrid, a 8 de julio de 2015

El pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 8 de julio de 2015, ha aprobado el presente informe sobre el «*Proyecto de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*», en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante, SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR), con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 3 de junio de 2015, por el que se solicita la emisión de informe preceptivo con carácter urgente.

1. Antecedentes.

Debido al desarrollo de nuevos sistemas de generación y control, la actividad de producción de energía eléctrica, caracterizada hasta ahora por un esquema centralizado, a gran escala y con preponderancia de los combustibles fósiles y tecnologías con un elevado impacto ambiental, en el que el flujo de la energía es unidireccional, está evolucionando hacia sistemas de generación distribuida, generalmente de pequeña potencia y frecuentemente a partir de energías renovables o de cogeneración de alta eficiencia, con patrones de flujo más complejos y variables.

La generación distribuida presenta beneficios para el sistema, tanto en lo relativo a la reducción de pérdidas de la red, como en la mejora de la eficiencia energética, en la medida en que dichas instalaciones de generación se encuentren próximas a (o directamente embebidas en) los centros de consumo asociados y su producción se adapte las curvas de carga de los mismos. No obstante, ello no implica necesariamente una reducción de los costes afrontados por las redes de transporte y distribución, que, en ciertos casos, deben incurrir en inversiones adicionales y experimentar modificaciones en

profundidad para adaptarse a una forma de operación considerablemente más compleja, ni una disminución, con carácter general, en otros muchos de los costes del sistema eléctrico, que deben ser cubiertos con cargo a los ingresos aportados por los distintos sujetos que lo conforman.

En este contexto, el Proyecto tiene por objeto, según reza su artículo 1, «*el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE)*», circunscribiéndose a «*las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*».

La regulación de las citadas condiciones «*administrativas, técnicas y económicas*» del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo estaba pendiente desde finales de 2011: la disposición adicional segunda del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre¹ (en adelante RD 1699/2011), preveía la elevación al Gobierno por el Ministerio de una propuesta de real decreto en este sentido, pero dicha propuesta, que incluía la posibilidad de realizar un 'balance neto'², nunca llegó a fructificar.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo³, modificó las definiciones de sujeto productor y consumidor previstas en la entonces vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para habilitar al Gobierno a establecer modalidades singulares de suministro que fomentaran la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación. Asimismo, el Real Decreto-ley, 9/2013, de 12 de julio⁴, creó el Registro de autoconsumo «*para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa*».

¹ Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

² Por 'balance neto' se entiende —en oposición al 'autoconsumo instantáneo'— la posibilidad de diferir en el tiempo el autoconsumo, de manera que la energía excedentaria vertida a la red en un determinado momento pueda compensar parte de la demanda consumida desde la red en otro momento. Esta figura regulatoria obliga, debido a las acusadas oscilaciones del precio de la energía a lo largo del tiempo, a registrar de forma separada la energía producida y consumida en los distintos períodos tarifarios, de modo que se compensen flujos de valor económico comparable. Suele contemplarse asimismo un lapso de tiempo máximo (habitualmente un año) a partir del cual la energía no compensada se pierde.

³ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

⁴ Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrica.

Con fecha 4 de septiembre de 2013, la extinta Comisión Nacional de Energía aprobó su Informe 19/2013⁵ a un primer proyecto de real decreto remitido por el MINETUR a finales de julio de 2013. La realización de un nuevo informe y trámite de audiencia se justifica por las modificaciones relevantes introducidas en el texto original, en parte debidas a las recomendaciones incluidas en dicho informe.

El artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE) define el autoconsumo de energía eléctrica⁶, así como sus modalidades, y establece la obligación de los autoconsumidores a contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida siempre que la instalación de generación o de consumo no esté completamente aislada.

2. El Proyecto de real decreto.

2.1 Descripción del Proyecto.

El Proyecto ahora informado es de aplicación a toda instalación conectada a la red, aun cuando no vierta energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, con la sola excepción de los grupos de generación de emergencia utilizados en caso de interrupción del suministro. Se precisa además la definición de *'instalación conectada a la red'* para evitar el fraude de ley que se produciría en el caso en el que las instalaciones se conectaran y desconectaran alternativamente con la única finalidad de evadir el régimen económico de aplicación a este tipo de instalaciones.

En lo relativo a las condiciones administrativas y técnicas, en gran medida el Proyecto reproduce o se remite a lo establecido en el citado RD 1699/2011 o en la normativa aplicable con carácter general, fundamentalmente contenida en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre⁷, y en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto⁸ (en adelante RD 1110/2007), en el cual introduce determinadas modificaciones (mediante la disposición final segunda) necesarias para adecuar la normativa de medidas a las distintas modalidades de autoconsumo, actualizar la terminología utilizada en las disposiciones modificadas y añadir nuevos puntos fronteras.

⁵ Informe 19/2013 de la CNE sobre la propuesta de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne85_13.pdf

⁶ A saber: «se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor».

⁷ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

⁸ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Ahora bien, el Proyecto se centra sobre todo en la determinación de las condiciones *económicas* aplicables a las diferentes modalidades de autoconsumo, aspecto no abordado aún por la normativa, tanto desde el punto de vista de los peajes de acceso, para contribuir a la cobertura de los costes inducidos por el sostenimiento de las redes de transporte y distribución, como desde el punto de vista de los cargos, para contribuir a la cobertura de los costes del sistema eléctrico inducidos por el extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares, el régimen retributivo específico de la generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos o las anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico en ejercicios anteriores, entre otros. Estos cargos incluyen también el coste de oportunidad de mantener una tecnología de respaldo que proporciona el conjunto del sistema.

Asimismo, este coste de oportunidad que los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo tienen que hacer frente es un precio aplicable a la energía autoconsumida destinado a financiar las que denomina *tecnologías de respaldo*, soportado también por el resto de consumidores, y que aun cuando estén consumiendo instantáneamente la electricidad por ellos generada, se benefician del respaldo que les proporciona el conjunto del sistema, denominado *'carga por otros servicios del sistema'* y, de forma provisional hasta tanto se defina una metodología para el cálculo de los cargos, *'carga transitorio por energía autoconsumida'*.

Por último, el Proyecto contempla, mediante su disposición final primera, la modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre⁹, para aclarar que el Operador del Mercado Ibérico, polo Español (OMIE) actuará como contraparte central de las compras y ventas del mercado de producción, liquidando directa o indirectamente las obligaciones de pago y los derechos de cobro derivadas de dichas transacciones. Esta adaptación es necesaria en virtud de la aprobación, el pasado 5 de diciembre de 2014, del Reglamento (UE) de la Comisión por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión, el primero de los *'códigos de red'* sancionados en aplicación de lo establecido en el artículo 8 del Reglamento (CE) n° 714/2009¹⁰. Como tales Reglamentos de la Comisión Europea, esta normativa es vinculante para España en su calidad de Estado miembro.

Por último, junto a las anteriores motivaciones, el Proyecto tiene también por objeto avanzar en el cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril

⁹ Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, así como las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

¹⁰ Reglamento (CE) n° 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

de 2009¹¹, así como dar cumplimiento a lo previsto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004¹² y la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012¹³.

2.2 Contenido del Proyecto.

El Proyecto consta de preámbulo y 6 títulos integrados por 28 artículos, 1 disposición adicional, 6 disposiciones transitorias, una derogatoria, 5 finales y 4 anexos.

El **título I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma; excepciona del mismo las instalaciones aisladas y los grupos de generación de emergencia utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de suministro, y dedica un artículo (el 3, complementado por el **Anexo I**) a detallar una serie de definiciones de conceptos relacionados con el autoconsumo.

El **título II** incluye los requisitos técnicos que han de satisfacer las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo, y recoge asimismo su tratamiento específico desde el punto de vista de la calidad del servicio.

El **título III** se divide en dos capítulos que describen, respectivamente, el régimen jurídico y la gestión de la energía generada y autoconsumida en la modalidad de *suministro* con autoconsumo (en la que existe un solo sujeto, el consumidor). En el **capítulo I** se establece el procedimiento de conexión y acceso en dicha modalidad (remitiéndose al RD 1699/2011), así como las especialidades que han de contemplarse tanto en el contrato de acceso como como en el de suministro. Por su parte, el **capítulo II** hace referencia a los requisitos de medida exigidos, el régimen económico de la energía excedentaria (que bajo esta modalidad no podrá llevar aparejada contraprestación económica) y de la consumida, así como la liquidación y facturación de esta última.

El **título IV** sigue un esquema en dos capítulos idéntico al anterior, referido en este caso a las modalidades de *producción* con autoconsumo (en las que existen dos sujetos, consumidor y productor). El capítulo I se remite con carácter general al Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con las particularidades recogidas en el RD 1699/2011 para aquellas instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación. En estas modalidades es de aplicación el

¹¹ Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

¹² Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

¹³ Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, y modifica las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

peaje de generación a la energía vertida a la red, y es asimismo necesaria la suscripción de un contrato para la provisión de los servicios auxiliares.

El **título V** describe la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución así como los cargos, a las distintas modalidades de autoconsumo. El título está dividido en tres artículos correspondientes respectivamente a la aplicación a los peajes de acceso, los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y el cargo por otros servicios del sistema.

El **título VI** se destina a describir el procedimiento de inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica, la inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo y el régimen sancionador aplicable por incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos por el Proyecto.

La **disposición adicional única** se refiere a vertidos a la red de energía eléctrica para aquellos consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia (por ejemplo, pero no exclusivamente, sistemas de frenado regenerativo en instalaciones ferroviarias).

La **disposiciones transitoria primera** establece el régimen económico transitorio de aplicación a las instalaciones de autoconsumo en tanto no se apruebe la metodología para el cálculo de los cargos asociados a los costes del sistema, mientras que en la **disposición transitoria segunda** se prevé una reducción del cargo variable por energía autoconsumida para las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares hasta el 31 de diciembre de 2019.

Por otra parte, la **disposición transitoria tercera** dispone un plazo de seis meses para la adecuación e inscripción de las instalaciones que a la entrada en vigor del Proyecto ya estuvieran realizando autoconsumo.

La **disposición transitoria cuarta** prevé la exención transitoria de los cargos para la recuperación de costes del sistema así como del cargo por otros servicios del sistema para las instalaciones de cogeneración que ya estuvieran inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y cumplan los requisitos de rendimiento eléctrico equivalente, así como del cargo variable aplicable a la energía excedentaria para los consumidores de energía eléctrica que hubieran sido autorizados al amparo de la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

La **disposición transitoria quinta** se refiere a la facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan aún de contadores de telegestión debidamente integrados.

Las **disposiciones transitoria sexta y final primera** aluden a la modificación de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción, de conformidad con los cambios a introducir en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre con motivo de la aplicación de normativa comunitaria recientemente aprobada.

La **disposición final segunda** modifica el Reglamento unificado de puntos de medida aprobando mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, para adaptarlo en los que atañe a las configuraciones de medida de los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo.

El **Anexo II** establece el modelo de comunicación de inscripción en el registro de autoconsumo, y los **Anexos III y IV**, los cargos transitorios por energía autoconsumida de aplicación a los sistemas eléctricos aislados y con carácter general, respectivamente.

3. Valoración general del Proyecto.

El aspecto más positivo del Proyecto es quizá su propia existencia, al permitir crear certidumbre regulatoria sobre el autoconsumo, el cual desde la aprobación de la anteriormente citada disposición adicional segunda del RD 1699/2011, se ha desarrollado sólo tímidamente y de forma parcialmente reglada. En el ámbito del sector eléctrico, donde la recuperación de las inversiones se plantea habitualmente a muy largo plazo, y en especial si se trata de instalaciones mayoritariamente de pequeño tamaño auspiciadas bien por consumidores domésticos o del sector terciario, bien por productores para quienes la generación de energía eléctrica es un *subproducto* obtenido como resultado de la búsqueda de una mayor competitividad y eficiencia energética en el desenvolvimiento de su actividad industrial principal, resulta fundamental disponer de una norma clara y predecible.

Adicionalmente, se considera que el Proyecto constituye una norma en gran medida '*autocontenida*', que reúne en una pieza los elementos necesarios para la definición y tratamiento de la figura del autoconsumo y que contempla la práctica totalidad de las especificidades que es necesario abordar para la tramitación, inscripción, medida, liquidación y facturación de este tipo de instalaciones y de los flujos energéticos y económicos a ellas asociados.

Cabe señalar asimismo como aspecto positivo que, con relación a la propuesta informada en 2013, se ha redefinido el *peaje* de respaldo en un *cargo*, de modo que no se impondría ya un peaje de acceso a las redes a una energía que no accede a las mismas, por ser autoconsumida de forma instantánea. Se permite asimismo que la titularidad de las instalaciones de consumo y generación sea distinta en determinados supuestos, y se ha aclarado que el consumidor debe ser único, aun cuando puedan corresponderle varias instalaciones de producción. También se mejora la definición de qué se entiende por instalación aislada de las redes, la disposición de los equipos de medida en función de la

modalidad de autoconsumo elegida y el reparto de responsabilidades entre sujetos a efectos de la facturación de peajes y cargos. Se clarifica asimismo la situación del autoconsumo en relación con la figura de las líneas directas.

Sin embargo, el Proyecto aún somete aspectos relevantes a una reglamentación transitoria, dado que no se dispone aún de la metodología de cálculo general de los cargos para todos los consumidores. No parece apropiado que se presente este Proyecto en tanto no se ha establecido aún por el MINETUR una metodología de cargos cuya definición condiciona en gran medida todo desarrollo reglamentario vinculado al autoconsumo, motivo por el cual el cargo para financiar las tecnologías de respaldo (que deberán pagar también los consumidores no sujetos a autoconsumo), esencial para determinar las condiciones económicas aplicables al autoconsumo, reviste necesariamente el carácter de *transitorio*, y por tanto no cierra por completo el paréntesis de incertidumbre regulatoria arriba mencionado. Se considera, por lo tanto, que la definición de una metodología de cargos coherente con la metodología de peajes desarrollada por la CNMC constituye un prerequisite imprescindible para la consolidación de una necesaria normativa estable sobre la figura del autoconsumo.

En otro orden de cosas, el Proyecto mantiene una indefinición sobre las instalaciones de producción de potencia superior a 100 kW que no sean cogeneración. Las instalaciones existentes o futuras fuera de estos límites (entre ellas las instalaciones solares fotovoltaicas sobre cubierta conectadas a red interior de más de 100 kW) estarían formalmente contempladas de forma genérica en el ámbito de aplicación, pero de forma vaga, y sin mención alguna en el resto del articulado, por lo que se mantendría la indefinición regulatoria en que han quedado durante estos años. En todo caso, de la lectura del proyecto da la impresión de que se impide que consumidores de más de 100 kW de potencia contratada puedan acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo (aquella en la que existe un único sujeto, el consumidor), con independencia de cuál sea la potencia de la instalación de producción asociada, por lo que sería necesario mayor concreción y justificación.

Otro aspecto que requeriría mayor motivación es el desincentivo que introduce el Proyecto al autoconsumo relacionado con la producción *gestionable* en instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración de alta eficiencia y residuos, consecuencia de aplicar, en tales casos, los cargos fijos asociados a los costes del sistema eléctrico derivados de la suma de la potencia contratada *más* la potencia instalada de la instalación de generación. En un escenario futuro de avance en el desarrollo tecnológico de sistemas de almacenamiento, la reducción de potencia que ello permitirá a los consumidores será inevitable, pero ello no justifica necesariamente la aplicación de cargos fijos adicionales a la potencia suministrada por el almacenamiento.

Por otra parte, teniendo en cuenta que los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo asociados a instalaciones de producción a partir de renovables, cogeneración y residuos contribuyen al cumplimiento de los objetivos medioambientales establecidos en la normativa europea, cabría plantearse si resultaría adecuado asignarles en menor medida los costes derivados de financiar la retribución específica de las renovables (o si eximirles al menos los costes derivados de la retribución específica de instalaciones futuras), siempre que se cumpla el principio sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 13 de la LSE.

4. Consideraciones generales.

4.1 Sobre la ausencia de metodología para establecer los cargos

El artículo 16 de la LSE establece que los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se determinarán de acuerdo con la metodología que establezca la CNMC y que los cargos se determinarán conforme a la metodología que defina el Gobierno, previo informe de la CNMC.

El desarrollo de la metodología de los cargos resulta esencial para completar la reforma del sector eléctrico, no sólo para la modalidad de autoconsumo, sino para todos los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica.

En este sentido, esta Comisión considera que habría sido preferible el desarrollo de una metodología explícita de los cargos previa a la regulación de las condiciones técnicas y económicas del autoconsumo. Al respecto, se incide en que la falta de metodología de cálculo de los cargos deja en suspenso la metodología de determinación de los peajes de transporte y distribución. El establecimiento de ambas metodologías debería contribuir a la transparencia del sistema en su conjunto, y en el caso del autoconsumo dotaría de mayor certidumbre para su desarrollo.

4.2 Sobre los costes a los que deben hacer frente los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo.

La LSE introduce el concepto de autoconsumo como fuente alternativa de generación, si bien, tal y como se recoge en su exposición de motivos, debe procurarse un desarrollo ordenado de la actividad, garantizando en todo caso la sostenibilidad técnica y económica del sistema en su conjunto.

En efecto, el artículo 9.3 de la LSE establece que todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico, en los mismos términos que un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo.

Por otra parte, el Título III de la LSE, consagrado a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, establece los costes regulados del sistema y su modo de financiación. En particular, establece que la retribución de las actividades de transporte y distribución debe ser financiada por los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes, mientras que el resto de costes del sistema debe ser financiado por ingresos procedentes de los cargos, de los Presupuestos Generales del Estado, así como por todos aquellos otros ingresos establecidos normativamente.

Por último, en el Título VIII, relativo al suministro de energía eléctrica, se recoge el derecho de los consumidores a ser suministrados a unos precios comparables, transparentes y no discriminatorios.

Teniendo en cuenta los principios de sostenibilidad económica y no discriminación recogidos en la LSE, esta Comisión comparte que los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deben contribuir a la financiación de los costes del sistema; no obstante, cabe realizar las siguientes consideraciones al respecto:

4.2.1 Respeto de los peajes de transporte y distribución.

Se considera que los costes asociados a las redes de transporte y distribución deben ser financiados en su totalidad por todos los consumidores por el uso de la red, aspecto así recogido en la Circular 3/2014, de 2 de julio, 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.

Según la metodología de la CNMC, la asignación de los costes de transporte y distribución se realiza en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución. Teniendo en cuenta que la principal variable inductora de coste de las redes es la potencia en punta, el coste de las redes de transporte y distribución se recupera en un 90% a través de un término fijo asociado a la potencia contratada por el consumidor, recuperándose a través de un término variable asociado a la energía consumida aquellos costes relacionados con la energía que circula por las redes.

Considerando que la energía autoconsumida no circula por las redes de transporte y distribución, se considera adecuado el contenido del Proyecto en este sentido.

Finalmente, se considera que a efectos de transparencia y no discriminación, en tanto no se desarrolle la metodología de cálculo de los cargos, deberían publicarse los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes.

4.2.2 Respeto de los cargos asociados a los costes del sistema.

De acuerdo con la normativa vigente, los cargos deben cubrir la retribución específica de la producción de las instalaciones de generación a partir de energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, la retribución adicional de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, las anualidades correspondientes a la financiación del déficit de ejercicios anteriores, la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector eléctrico, entre otros, no cubiertos con cargo a los Presupuestos Generales del Estado u otros ingresos regulados establecidos normativamente.

La metodología de asignación de costes a los cargos debería establecerse por parte de MINETUR de manera independiente para cada uno de los componentes de coste a efectos de su imputación a los distintos colectivos de consumidores, conforme a un principio de causalidad. Ahora bien, dado que los costes incluidos en el cálculo de los cargos no dependen de la potencia demandada o contratada por el consumidor ni de su volumen de consumo, y que tampoco existe un criterio comúnmente aceptado sobre cómo imputarlos, cabría plantearse su recuperación a través de un término fijo por cliente aplicado de forma no discriminatoria con respecto al resto de consumidores.

Asimismo, podría cuestionarse la inclusión, en la componente de cargos del sistema que se han de pagar por la energía autoconsumida o 'autoconsumo horario', de la totalidad de la parte correspondiente al apoyo a la producción a partir de energías renovables, cogeneración o residuos, si es que la instalación de generación asociada es precisamente de ese tipo. Podría cuestionarse si la energía instantáneamente autoconsumida producida a partir de fuentes de energía renovables (o de cogeneración de alta eficiencia o residuos) debe contribuir a este fin en la misma medida que la energía demandada de la red (ya sea por el propio autoconsumidor o por un consumidor *convencional*), teniendo en cuenta que dicho autoconsumidor estaría contribuyendo a la consecución de los compromisos medioambientales adquiridos por España, tanto en materia de eficiencia energética (por la reducción de pérdidas en la red o el elevado rendimiento de la cogeneración) como de ratio de producción a partir de energías renovables. No obstante, la determinación de qué forma de generación es susceptible de ser incentivada (ya que la exención de una parte de los cargos equivaldría a una forma de prima o incentivo), es objeto de la política energética, cuya determinación no compete a esta Comisión.

En consecuencia, se insiste en la necesidad de aprobar la metodología de cálculo de los cargos con anterioridad a la aprobación del Proyecto objeto del presente informe, a efectos de asegurar la coherencia entre ambas normas.

4.2.3 Respeto del cargo por otros servicios del sistema.

El Proyecto establece que, además de los peajes y cargos, los consumidores acogidos a alguna modalidad de autoconsumo deberán hacer frente a un cargo por otros servicios del sistema. Este cargo se define como el pago por la función de respaldo del sistema, si bien ni en la LSE ni en el Proyecto se concreta en qué consisten dichos servicios de respaldo. No obstante, teniendo en cuenta lo establecido en la disposición transitoria primera del Proyecto, cabe entender que el cargo por otros servicios del sistema incluye los pagos por capacidad y los servicios de ajuste del sistema.

Los pagos por capacidad vigentes tienen dos componentes: el incentivo a la inversión, destinado a promover la instalación de nueva capacidad para mantener el equilibrio entre generación y demanda a largo plazo, y el incentivo a la disponibilidad, destinado a promover el equilibrio entre generación y demanda en el medio plazo. Por su parte, los servicios de ajuste tienen por objeto asegurar el equilibrio de la oferta y la demanda en tiempo real.

Respecto de los pagos por capacidad, en la medida en que la introducción de la modalidad de autoconsumo no contribuye a aumentar la potencia firme del sistema —potencia que se tiene en cuenta para el cálculo del índice de cobertura y, por tanto, para determinar la necesidad de nueva capacidad—, se considera que los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo debieran hacer frente a los costes asociados a los pagos por capacidad en su totalidad.

No obstante lo anterior, se considera necesario señalar que, teniendo en cuenta la naturaleza del coste, éste debería ser soportado por todos los consumidores, independientemente de la modalidad de consumo, a través de un término fijo por potencia¹⁴, en lugar de un término variable por energía. Al respecto cabe señalar que los consumidores no acogidos a modalidades de autoconsumo no harían frente a los pagos por capacidad por los consumos ahorrados al ser pagado en el término variable, lo que podría distorsionar el concepto de pago por capacidad.

Respecto de los servicios de ajuste, los consumidores con modalidad de autoconsumo debieran hacer frente a todos los costes asociados a los servicios de ajuste, con la excepción del componente de los desvíos por la energía autoconsumida, ya que dichos desvíos suponen una variación equivalente de la energía recibida de la red de transporte y distribución, por la que ya pagan el correspondiente coste asociado. A efectos ilustrativos, en 2014 el coste asociado a los desvíos representó, aproximadamente, el 11% del coste total de los servicios de ajuste.

¹⁴ El objeto de los pagos por capacidad es ajustar la potencia disponible en el sistema en periodos futuros a la demanda prevista en esos periodos en las situaciones más críticas. Por tanto, el dimensionamiento del sistema se deberá llevar a cabo teniendo en cuenta los periodos de mayor demanda. Por ello se considera que la variable relevante para la asignación de este coste es la potencia del periodo de punta.

Finalmente, se considera que deberían incluirse en el cargo asociado a los servicios del sistema la retribución del Operador del Sistema, la retribución del Operador del Mercado y la retribución fija del servicio de interrumpibilidad, ya que todos los consumidores debieran hacer frente a estos costes regulados.

En definitiva, respecto a la metodología de asignación de los costes incluidos en el cargo por otros servicios del sistema, se sugiere que se realice independientemente para cada uno de los componentes de coste considerados y, teniendo en cuenta la naturaleza de los mismos, se traslade a los consumidores a través de un término fijo.

4.2.4 Sobre la potencia a la que se aplican los cargos en función del carácter gestionable o no de las instalaciones de generación.

En relación con la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, establecidos en este artículo 20 (y, de forma transitoria, en el apartado 3 de la disposición transitoria primera), conviene subrayar una posible discriminación no justificada en el tratamiento otorgado a las distintas modalidades de autoconsumo.

Tanto en el artículo 20.2.a) y 20.3 como en la disposición transitoria primera.3.a), se tiene que la aplicación de los cargos fijos en función de la potencia contratada, definidos en [€/kW], es diferente en función del carácter gestionable o no de la instalación de generación, de tal manera que se desincentiva dicho carácter gestionable por la vía de sumar a la potencia contratada en punto frontera la potencia instalada de generación conectada a la red interior del suministro. Esto resulta ineficiente, pues es fácil comprender que la gestionabilidad de la producción de energía eléctrica en autoconsumo refuerza los beneficios que la generación distribuida presenta para el sistema.

En efecto, si a una instalación de generación no gestionable (por ejemplo eólica o solar fotovoltaica) se le asocia una batería u otro elemento de acumulación, es posible desplazar parte de la producción obtenida en horas en las que existiría 'energía eléctrica excedentaria' —según la definición dada por el artículo 3.1.g) del Proyecto— hacia horas en las que haya consumo pero no producción. De esta manera se reducen aún más las pérdidas en la red y se incrementa la gestionabilidad del conjunto del sistema, con lo que en última instancia se reducen los costes del sistema. Estos beneficios no son gratuitos, pues las instalaciones de generación con almacenamiento suponen una sobreinversión significativa respecto a las que carecen de él, pero debe tenerse presente que dicho sobrecoste es soportado en su totalidad por el propio autoconsumidor.

Pues bien, pese a lo anteriormente expuesto, en la modalidad de suministro con autoconsumo (tipo a), para el caso de una instalación solar fotovoltaica o eólica con elementos de acumulación, o bien por ejemplo una microgeneración, el artículo 20.2.a.ii) contempla la aplicación de los cargos fijos

sobre la potencia «que resulte de sumar la potencia contratada en punto frontera a efectos del peaje de acceso y la potencia instalada de la instalación de generación conectada a la red interior del suministro» .

También, en la modalidad de producción con autoconsumo, y siempre según el Proyecto, el mismo criterio sería de aplicación a las instalaciones consideradas de pequeña potencia según el RD 1699/2011 (tipo b.1º), pero no para las grandes (tipo b.2º, que comprendería la práctica totalidad del actual parque de cogeneración), donde se tendría en cuenta únicamente la potencia utilizada por el consumidor asociado y, en su caso, la demandada por los servicios auxiliares de generación (durante período transitorio, se aplicaría a la diferencia entre la potencia utilizada por el consumidor asociado, medida en el punto donde se registra la energía horaria consumida, y la potencia en punto frontera).

En el caso de las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica o eólica, dispongan o no de «elementos de acumulación», el consumidor asociado difícilmente podrá reducir la potencia contratada, con lo que de instalar elementos de acumulación, soportará una penalización innecesaria. En el resto de instalaciones gracias, bien a la existencia de elementos de acumulación, bien a la utilización de una tecnología gestionable, el consumidor podría considerar reducir la potencia contratada, buscando una solución que redujera los flujos de energía en las redes y una mejor adaptación de la autoproducción a su curva de carga, pero la redacción dada al Proyecto lo desincentiva en gran medida. Esto iría en contra de una mejor eficiencia energética en el conjunto de la operación del sistema, y de la evolución en los sistemas de generación distribuida, que tienden en la actualidad a la integración con sistemas de almacenamiento también distribuido, especialmente en la forma de baterías de precio cada vez más competitivo y que alcanzan progresivamente mejores rendimientos. De hecho, la normativa en vigor promueve, mediante la denominada tarifa supervalve y otras medidas incentivadoras¹⁵, el más extendido de dichos sistemas de almacenamiento distribuido, cual es el vehículo eléctrico.

De lo anterior se sigue que la distinta aplicación de los cargos por potencia «según la tecnología de la instalación de generación», en la redacción del Proyecto, no obedece a razones técnicas, ni guarda relación con la inducción de costes del sistema, ni se corresponde con la modalidad de autoconsumo. Cabe llegar a la conclusión de que la aplicación de los cargos por potencia propuesta no persigue sino mantener invariable la estructura actual de los ingresos del sistema con independencia de que los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo sean capaces de, gracias a una inversión adicional en sistemas de acumulación, o a la elección de una forma de generación gestionable, reducir parcialmente su potencia contratada.

¹⁵ Como por ejemplo el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

Pues bien, de ser este el caso, tal criterio no resulta eficiente como principio sobre el que asentar un adecuado reparto de los cargos, ni siquiera de forma transitoria. De seguirse de forma consistente esta misma línea de actuación, cabría impedir al resto de consumidores (los no acogidos a ninguna modalidad de autoconsumo) que redujeran su potencia contratada como resultado de haber incurrido en determinados costes para optimizar su curva de carga o mejorar su eficiencia energética.

4.3 Sobre el ámbito de aplicación del proyecto

4.3.1 Sobre el límite de potencia contratada por el consumidor para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo.

El Proyecto plantea limitar la modalidad de suministro con autoconsumo (tipo a) a aquel consumidor «*de potencia contratada no superior a 100 kW [...] que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación [...] cuya suma de potencias instaladas sea igual o inferior a la citada potencia contratada [...]*». La Memoria de Análisis de Impacto Normativo (en adelante, MAIN) no explica por qué se considera que dicha modalidad no debe ser de aplicación a los consumidores de potencia contratada igual o superior a 100 kW, los cuales necesariamente deberían acogerse a la modalidad de producción con autoconsumo (*tipo b*), o bien a la conexión mediante línea directa (*tipo c*).

En primer lugar, se considera que, con independencia de qué limitaciones se impongan a la máxima potencia (o suma de potencias) de la instalación (o instalaciones) de producción asociada(s), no hay motivo para impedir que clientes de potencia contratada elevada puedan elegir la modalidad de suministro con autoconsumo. Nada se dice en la Ley y, según la MAIN, «*Esta modalidad [la tipo a] se prevé para aquellos casos en los que el consumidor pretende la conexión de una instalación de generación de muy pequeño tamaño, y no generará energía excedentaria. No requiere, por tanto, de la habilitación para vender energía eléctrica (la excedentaria), y su régimen administrativo es el más sencillo.*»

Nada se dice del tamaño del consumidor; es más, dado que la instalación de generación se prevé pequeña, cuanto más grande sea el consumidor, menor es la probabilidad de que se genere energía excedentaria, luego no hay por qué vetarle la posibilidad de adoptar un régimen administrativo más sencillo. De hecho, cabe esperar que entre los consumidores de potencia contratada superior a 100 kW pueda existir con carácter general un más amplio abanico de soluciones técnicas, mayor capacidad económica y, en definitiva, mayor interés, por el desarrollo del autoconsumo.

Por otro lado, y abundado en la idea expresada por la MAIN de que en esta modalidad no se prevé, con carácter general, la producción de energía excedentaria —y de producirse ocasionalmente esta, no se contempla

compensación económica alguna—, sí se estima conveniente que la potencia o suma de potencias instaladas de las instalaciones de producción sea igual o inferior a la potencia contratada.

4.3.2 Sobre el límite de potencia instalada de la instalación de generación para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo.

Cabría ir más allá de lo señalado en el punto anterior y, dado que el sistema no va a compensar en modo alguna la energía que, en su caso, se vierta, suprimir en la modalidad de suministro con autoconsumo el límite de 100 kW, también para la instalación de producción, con tal de que no se supere la potencia contratada por el consumidor asociado.

El Proyecto plantea limitar la modalidad de suministro con autoconsumo (tipo a) a aquél consumidor «*que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación [...] cuya suma de potencias instaladas sea igual o inferior a la citada potencia contratada [la cual no podría ser superior a 100 kW]*». La MAIN explica que dicha modalidad se prevé para la conexión de una instalación de generación de «*muy pequeño tamaño*».

Esos 100 kW coinciden —bajo determinadas circunstancias— con el límite definido por el ámbito de aplicación del RD 1699/2011 para las instalaciones de «*las tecnologías contempladas en las categorías b) y c)*¹⁶ [*renovables y residuos*] del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo». No así en el caso de las instalaciones de «*las tecnologías contempladas en la categoría a) y de los subgrupos b.6, b.7 y b.8 [cogeneraciones, biomasas, biogás, biolíquidos]*», pues las instalaciones de estas tecnologías de hasta 1.000 kW de potencia¹⁷, aun siendo consideradas de pequeña potencia por el RD 1699/2011, según el Proyecto no podrían acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo. Esta discrepancia en los límites de potencia por tecnologías para que la instalación sea categorizada o no como de pequeña potencia invita a eliminar el límite de 100 kW de potencia instalada que se recoge en el artículo 2.1.a) para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo.

En efecto, de acuerdo con el Proyecto, una micro-cogeneración (categoría a) de 125 kW conectada a la red interior de un consumidor necesariamente tendría que acogerse a la modalidad de producción con autoconsumo (tipo b, párrafo 2º), por muy elevada que sea la potencia contratada por el consumidor al que esté conectada y consecuentemente sea improbable un vertido a la red exterior. Ahora bien, una biomasa (categorías b.6 y b.8) también de 125 kW,

¹⁶ Si bien el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, ha modificado la clasificación de instalaciones establecida por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se mantiene el hecho de que los grupos b) y c) se corresponden con las instalaciones de producción a partir de energías renovables y de residuos, respectivamente.

¹⁷ Y conectadas a líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de la red interior de un consumidor.

además de que tampoco podría acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo, pese a que estaría incluida en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011, no encajaría ni en el párrafo 1º de la modalidad de producción con autoconsumo (por ser de potencia superior a 100 kW), ni el párrafo 2º (por no ser de categoría a); únicamente entraría, por eliminación, en el apartado 2 del artículo 2 del Proyecto¹⁸. Otro tanto le ocurriría a una instalación de producción a partir de energías renovables o residuos (categorías b y c, respectivamente), conectada a la red interior de un consumidor de potencia superior a 100 kW.

Lo anteriormente señalado pone de manifiesto que la clasificación establecida en el artículo 2 del Proyecto establece unos límites e introduce una complejidad que parece innecesaria, la cual se propaga además a otras partes del Proyecto (por ejemplo al artículo 4, 'Requisitos técnicos de las instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo'), que se apoyan en esta clasificación, para la cual no se aporta una suficiente justificación técnica y que no coincide exactamente con la del RD 1699/2011.

4.3.3 Instalaciones de autoconsumo preexistentes no clasificadas en ninguna de las modalidades previstas.

El artículo 2.2 del Proyecto prevé la aplicación del real decreto «a toda instalación conectada a la red, de acuerdo con la definición dada en el artículo 3 [párrafo k)¹⁹], aun cuando no vierta energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante».

Se entiende que este apartado se incluye para lograr que el ámbito de aplicación resulte exhaustivo. Debe tenerse presente que se presume existe un número indeterminado de instalaciones que podrían estar funcionando en régimen de autoconsumo aun cuando su potencia no se atenga a lo previsto en las modalidades contempladas por el Proyecto ni estén incluidas en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011: típicamente, solares fotovoltaicas sobre cubierta de potencia superior a 100 kW sin vertido a la red exterior.

¹⁸ En este caso se da la complicación añadida de que las cogeneraciones que utilizan como combustible principal biomasa o biogás, que el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, consideraba un tipo de cogeneraciones, son consideradas instalaciones de biomasa o biogás por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Es más, determinadas instalaciones consideradas biomasa (categoría b) por el decreto de 2007 han sido reclasificadas como residuos (categoría c) por el decreto de 2014. La redacción del RD 1699/2011 se basa evidentemente en la clasificación del decreto de 2007.

¹⁹ Según una de las definiciones del artículo 3 del Proyecto, se entiende por 'Instalación conectada a la red', «aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor o que comparta infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o está unido a éste a través de una línea directa que tiene o puede tener conexión eléctrica con la red de transporte o distribución en algún momento. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes, se considerarán instalaciones conectadas a la red, a los efectos de la aplicación de este real decreto.»

Se comparte la necesidad de regularizar la situación de estas instalaciones y, tal y como prevé la disposición transitoria tercera del Proyecto, promover su inscripción en el Registro de autoconsumo para, entre otras cosas, disponer de medidas fiables de su producción que contribuyan a la consecución de los compromisos adquiridos en el fomento de la producción a partir de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética. Ahora bien, el resto del Proyecto parece obviar la existencia de tales instalaciones: no existe en el texto referencia alguna a las instalaciones del artículo 2.2; por mucho que la norma les sea de aplicación, persiste en gran medida la indefinición sobre cómo ha de aplicarse.

Una primera forma de abordar dicha indefinición es, tal y como se ha expuesto, extender el ámbito de aplicación de la modalidad de suministro con autoconsumo a consumidores e instalaciones de producción de potencia contratada y suma de potencias instaladas, respectivamente, superior a 100 kW (salvaguardando siempre que la suma de potencias instaladas de generación sea inferior o igual a la potencia contratada). En efecto, de atenderse la recomendación planteada en el apartado anterior, dichas instalaciones, quedarían encuadradas en el tipo 2.1.a), y sólo restaría adaptar las referencias que a dicho tipo se hacen en el Proyecto de modo que no se dé por sentado que están incluidas en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011, lo cual requeriría adaptar la redacción de los artículos 4.1 y 6.2. Modificar la redacción de estos artículos es recomendable aun cuando no se flexibilice el límite de potencia, pues permitiría al menos que las instalaciones del tipo 2.2 fueran expresamente contempladas desde el punto de vista de los requisitos técnicos y el procedimiento de conexión y acceso, respectivamente, de las instalaciones en la modalidad de suministro con autoconsumo, aspectos esenciales para la operación segura de las redes y del sistema en su conjunto.

De no atenderse la recomendación planteada, se dificultaría en gran medida la aplicación de la norma —y por ende, la regularización— de las instalaciones preexistentes asimilables a la modalidad de suministro con autoconsumo y potencia instalada superior a 100 kW. Aun en tal caso, como mínimo, debería contemplarse el ‘Tipo de autoconsumo: 2.2’ como uno más de los posibles valores a adoptar por el primer campo de la ‘Comunicación de inscripción en el Registro de autoconsumo’ que recoge el Anexo II al Proyecto.

Por último, y en lo que se refiere a la determinación de la potencia de las instalaciones susceptibles de ser contempladas en alguna de las modalidades de suministro o producción con autoconsumo, si el objetivo último de esta limitación es acotar o racionalizar el ritmo en el desarrollo de este tipo de instalaciones, previniendo un posible súbito desplome en los ingresos del sistema, se recomienda hacerlo en todo caso de forma directa, imponiendo unos cupos trimestrales o anuales, en MW, para la inscripción en el nuevo Registro de autoconsumo, de forma análoga al procedimiento de inscripción previsto en su día para el registro de pre-asignación. Parecería lógico prevenir un riesgo global con un límite también global, no limitando todas y cada una de

las instalaciones; pudiera ser además que un gran número de pequeñas instalaciones produjera finalmente el efecto que se pretende evitar.

4.4 Sobre la energía cedida a las redes por las instalaciones de suministro con autoconsumo.

Se comparte el planteamiento según el cual, dentro de la modalidad de suministro con autoconsumo, no ha de existir contraprestación económica por la energía excedentaria ocasionalmente cedida a la red. Aquellas instalaciones de autoconsumo en las que se prevea que esto pueda ocurrir con relativa frecuencia cuentan con la posibilidad de acogerse a la modalidad de *producción* con autoconsumo, la cual exige la debida inscripción de la instalación de generación en el correspondiente registro.

Es más, en su caso, podrían definirse condiciones técnicas tales que se minimizara el vertido de estas instalaciones a la red, por ejemplo reglando la posibilidad de que los gestores de las redes de distribución pudieran requerir la instalación de equipos de protección que impidieran tales vertidos bajo esta modalidad, justificándolo adecuadamente (fundamentalmente por razones de seguridad o por la inducción de sobrecostes al sistema que sobrepasen ampliamente el valor de la energía esporádicamente vertida)²⁰.

5. Consideraciones particulares sobre el articulado.

5.1 Artículo 2. Ámbito de aplicación.

De acuerdo con lo mencionado en las '*Consideraciones generales*', en relación con el límite de potencia contratada por el consumidor para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo, se propone la siguiente redacción para el apartado 1.a) del artículo 2, '*Ámbito de aplicación*':

«a) Modalidad de suministro con autoconsumo tipo a), cuando se trate de un consumidor ~~de potencia contratada no superior a 100 kW~~ en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas a su propio uso, que no estuvieran dadas de alta en el

²⁰ En este sentido, y tomando en consideración asimismo las instalaciones de producción con autoconsumo, las mejores prácticas comúnmente aceptadas en esta materia coinciden en señalar que, desde el punto de vista de la operación del sistema en su conjunto, la inyección de energía aguas arriba en redes históricamente diseñadas para soportar únicamente un flujo unidireccional debe ser objeto de un cuidadoso análisis coste-beneficio. Esto es particularmente cierto en el caso de los esquemas denominados *net metering* o balance neto, en los que el autoproducer se sirve de la red como medio de almacenamiento, lo cual le permite diferir el autoconsumo (autoconsumo no instantáneo). Dada la elevada variabilidad del precio de la energía eléctrica a lo largo del tiempo, el diseño de la compensación debe ser cuidadosamente elegido y por lo general serán preferibles esquemas de compensación en valor económico (euros) frente a esquemas de compensación en energía (MWh).

*correspondiente registro como instalación de producción y cuya suma de potencias instaladas sea igual o inferior a **100 kW y, en todo caso, no superior a la citada**—potencia contratada **en el citado punto de suministro**, aun cuando no fueran a verter energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante procedente de su generación instalada en red interior [...].»*

Ahora bien, se considera preferible no limitar tampoco la potencia de la instalación de generación más allá del límite impuesto por la potencia contratada del consumidor, según lo cual se propone alternativamente la siguiente redacción para el citado apartado 2.1.a):

*«a) Modalidad de suministro con autoconsumo tipo a), cuando se trate de un consumidor ~~de potencia contratada no superior a 100 kW~~ en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas a su propio uso, que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción y cuya suma de potencias instaladas sea igual o inferior a la ~~citada~~—potencia contratada **del citado consumidor**, aun cuando no fueran a verter energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante procedente de su generación instalada en red interior, siendo el titular del punto de suministro el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que será el sujeto consumidor.*

5.2 Artículo 4. Requisitos técnicos de las instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo.

De acuerdo con lo mencionado en las ‘Consideraciones generales’ en relación con las instalaciones de autoconsumo preexistentes no clasificadas en ninguna de las modalidades previstas, de atenderse la recomendación planteada anteriormente, dichas instalaciones, quedarían encuadradas en el tipo 2.1.a), pero restaría adaptar otros artículos —entre ellos, el 4.1— de modo que no se dé por sentado que están incluidas en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011:

*«1. Las instalaciones de generación del consumidor acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo y su punto de suministro, definidas en el artículo 2.1.a) deberán cumplir, **en función de sus características técnicas**, los requisitos establecidos en el capítulo III del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, **para instalaciones de producción incluidas en su ámbito de aplicación, o bien los requisitos técnicos de la reglamentación general, así como, en su caso, el régimen de autorizaciones que corresponda.**»*

Por otro lado, en el apartado 6 de este artículo 4 se habilita a la empresa distribuidora para proceder a la interrupción del suministro en caso de incumplimiento de requisitos técnicos que deriven en la existencia de instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida, conforme a lo previsto en el artículo 87 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

5.3 Artículo 6 procedimiento de acceso y conexión

De acuerdo con lo mencionado en las ‘*Consideraciones generales*’ en relación con las instalaciones de autoconsumo preexistentes no clasificadas en ninguna de las modalidades previstas, de atenderse las recomendaciones planteadas anteriormente, dichas instalaciones, quedarían encuadradas en el tipo 2.1.a), pero restaría adaptar otros artículos —entre ellos, el 6.2— de modo que no se dé por sentado que están incluidas en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011:

*«2. El procedimiento de conexión y acceso para estas instalaciones será, **en función de sus características técnicas, el establecido en el capítulo II del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, para instalaciones de producción incluidas en su ámbito de aplicación, o bien el regulado con carácter general en el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, o norma que lo sustituya.**»*

5.4 Artículo 9. Requisitos de medida de la modalidad de suministro con autoconsumo.

En la página 6 de la MAIN se señala que en la modalidad de suministro con autoconsumo (*tipo a*), «*al tratarse de suministros de menos de 100 kW de potencia contratada, exclusivamente podremos encontrarnos con puntos frontera tipo 4 ó 5*». En este sentido, prosigue la MAIN indicando que el Proyecto establece que, en el caso de que el punto frontera sea clasificado como tipo 4, en esta modalidad de suministro con autoconsumo, las características de dichos equipos de medida serán las que correspondan a los equipos tipo 5, y no las establecidas con carácter general a los tipo 4 en el reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el RD 1110/2007.

Cabe destacar que, de acuerdo con la clasificación de puntos de medida y puntos frontera establecida en el artículo 7 del citado reglamento unificado de puntos de medida, son puntos de medida tipo 4 los puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW, por lo que podrían existir puntos de medida tipo 3, con potencia contratada entre 50 y 100 kW, que cumplirían las condiciones exigidas para acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo.

Con base en lo anterior, el apartado 3 del artículo 9 del Proyecto establece en relación con los requisitos exigibles a los equipos de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo lo siguiente:

«Los equipos de medida cumplirán los requisitos y especificaciones técnicas que se requieran en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico para los puntos de medida tipo 5 y se integrarán en los sistemas de telegestión y telemida de su encargado de la lectura. [...]»

Si bien se considera adecuado que en el caso de que el punto frontera sea clasificado como tipo 4, en esta modalidad de suministro con autoconsumo, las características de dichos equipos de medida se asimilen a los equipos tipo 5 integrándolos en los correspondientes sistemas de telemida y telegestión, es necesario contemplar en este apartado también a los equipos de medida correspondientes a los puntos frontera clasificados como tipo 3. En este sentido, al igual que se establece en el artículo 16.5 para los equipos de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de *producción* con autoconsumo, los equipos de medida tipo 3 acogidos a la modalidad de *suministro* con autoconsumo deberían disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

Al respecto, cabe señalar que el artículo 9 del reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el RD 1110/2007 establece que en los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota será opcional, si bien aquellos equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no dispongan de comunicaciones para la lectura remota deben estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto.

En consecuencia, se considera necesario modificar el apartado 3 del artículo 9 del proyecto de real decreto, para incluir los requisitos exigibles a los equipos de medida tipo 3 de las instalaciones acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo, por lo que se propone la siguiente redacción:

*«3. Los equipos **correspondientes a puntos** de medida **tipo 4 y tipo 5** cumplirán los requisitos y especificaciones técnicas que se requieran en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico para los puntos de medida tipo 5 y se integrarán en los sistemas de telegestión y telemida de su encargado de la lectura.*

Los equipos correspondientes a puntos de medida tipo 3 deberán cumplir los requisitos y especificaciones técnicas que se requieran en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y disponer de dispositivos de comunicación remota de características

similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

Corresponde, en todo caso, al distribuidor, como encargado de la lectura de los puntos frontera de clientes, realizar la medida y control de la energía consumida y generada, incluyendo los saldos netos horarios, poniéndola a disposición de los participantes en la medida de acuerdo con la normativa en vigor.»

5.5 Artículo 13. Peajes de generación.

El artículo 13 del Proyecto establece que las instalaciones de generación vinculadas a modalidades de producción con autoconsumo (aquellas en las que existen dos sujetos, productor y consumidor) deben hacer frente al peaje de acceso definido en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre²¹. Este artículo está incluido en el Capítulo I (‘Régimen jurídico’) del Título IV, relativo a las ‘Modalidades de producción con autoconsumo según el artículo 2.1.b) y 2.1.c)’.

Teniendo en cuenta el contenido del citado artículo, se considera más adecuado incluirlo en el Título V (‘Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo’); en particular, se propone incluirlo como un punto adicional en el artículo 19 (que pasaría a ser el 18) relativo a los ‘Peajes de acceso de aplicación a las modalidades de autoconsumo’:

“Artículo 13. Peajes de generación.

~~Los titulares de las instalaciones de producción, por el vertido horario definido en el artículo 3, deberán satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.”~~

«Artículo ~~19~~ **18**. Peajes de acceso de aplicación a las modalidades de autoconsumo

[...]

5. Los titulares de las instalaciones de producción, por el vertido horario definido en el artículo 3, deberán satisfacer los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que según la normativa vigente deban satisfacer los productores de energía eléctrica.»

²¹ Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

5.6 Artículo 19. Peajes de acceso de aplicación a las modalidades de autoconsumo.

El artículo 19 remite al Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre²², en lo relativo a las condiciones de contratación y aplicación de los peajes de transporte y distribución, y determina la potencia contratada y la energía sobre la que se aplican los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución. Al respecto se formulan las siguientes observaciones:

En primer lugar, dado que el Proyecto es un desarrollo de la LSE, se considera más adecuado que el texto se remita a las condiciones de contratación y aplicación de los peajes establecidos *'en la normativa vigente'*, en lugar de hacer referencia al citado Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

En segundo lugar, cabe señalar que la facturación por el término de energía activa de los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo es inferior a la que tendría que afrontar el mismo consumidor si no dispusiera de una instalación de generación, debido a que en la facturación por el término de energía no se considera el autoconsumo. En la medida en que la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución asigne mayoritariamente a un término de potencia el coste de las redes, lo anterior no tendría un impacto relevante. No obstante, dado que la competencia para establecer la metodología de asignación de los costes de redes a los peajes de transporte y distribución y la de definir la estructura y condiciones de aplicación de dichos peajes de transporte y distribución no descansa en el mismo agente, cabría tener en consideración el autoconsumo en la determinación de la facturación por el término de energía activa del peaje de transporte y distribución.

Por otro lado, se considera necesario establecer las condiciones de aplicación de los peajes de acceso a los consumos asociados a un sujeto acogido a la modalidad de autoconsumo 2.1.c) (consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción).

Finalmente, a efectos de no inducir a equívocos, se sugiere modificar el título del artículo 19 haciendo referencia a los *'peajes de acceso a las redes de transporte y distribución'* en lugar de *'peajes de acceso'*, en línea con la nomenclatura de la LSE.

5.7 Artículo 20. Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico.

El artículo 20 determina la potencia contratada y la energía sobre la que se aplican los términos fijos y variables de los cargos asociados a los costes del sistema que se establezcan conforme a lo previsto en el artículo 16.3 de la

²² Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

LSE, el cual a su vez establece que el Gobierno, previo informe de la CNMC, definirá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, destinados a cubrir los costes del sistema que se determinen. Adicionalmente, establece que dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.

Desde el punto de vista de la teoría económica, una metodología de asignación de costes consiste en la definición de un conjunto de reglas mediante las cuales se imputan los costes a los precios. Desde el punto de vista regulatorio, el principal objetivo de una metodología de asignación de costes es que cada segmento de consumidores pague a través de su factura una estimación lo más cercana posible a los costes que su suministro causa al conjunto del sistema. En cualquier caso, ello implica analizar con qué factores están correlacionados cada uno de los costes identificados y, correspondientemente, definir una estructura de precios coherente.

Como se ha comentado anteriormente, teniendo en cuenta la naturaleza de los costes incluidos en el cálculo de los cargos, cabría plantearse su recuperación a través de un término fijo por cliente. En todo caso, la estructura de los cargos debería ser el resultado de la metodología de asignación y, por tanto, no procede su definición con anterioridad al establecimiento de la metodología. En consecuencia, se sugiere modificar el contenido del artículo 20 a efectos de establecer que los componentes de facturación de los cargos se establecerán en la metodología de cálculo de los cargos (manteniendo hasta entonces, no obstante, la estructura de cargos planteada en la disposición transitoria primera (*'Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo'*), subrayando de este modo su carácter necesariamente provisional.

Por otro lado, y de acuerdo con lo mencionado en el apartado de *'Consideraciones generales'* a propósito del distinto tratamiento que el Proyecto otorga a las instalaciones con y sin almacenamiento, y con el objetivo de que los cargos fijos asociados a los costes del sistema no se apliquen también a la potencia de la instalación de generación en el caso de que produzca energía a partir de energías renovables, cogeneración o residuos, se propone modificar la redacción del artículo 20.2.a) como sigue:

*«a) La aplicación de cargos fijos se realizará sobre la siguiente potencia:
i) En el caso de que la instalación de generación **produzca energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración o residuos, sea de tecnología solar fotovoltaica o eólica, ambas sin elementos de acumulación**, la potencia será la contratada en el punto frontera, al igual que para la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.*

5.8 Artículo 21. Cargo por otros servicios del sistema.

El artículo 21 del Proyecto establece que el MINETUR determinará la cuantía correspondiente al cargo por otros servicios del sistema por la función de respaldo, teniendo en cuenta los servicios de ajuste de la demanda peninsular, que serán de aplicación al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo, y que los ingresos estarán destinados a la financiación de los servicios de ajuste del sistema.

Como ya se ha indicado anteriormente, esta Comisión considera necesario concretar y definir en el propio Proyecto en qué consiste la función de respaldo, cuáles son los servicios que se incluyen en el cargo asociado, quién es el responsable de la metodología de cálculo y asignación de costes, así como la periodicidad de revisión y actualización de precios.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción para el artículo 21:

«Artículo 21. Cargo por otros servicios del sistema.

1. El cargo por otros servicios del sistema incluirá todos los costes asociados a la función de respaldo del sistema,

2. La función de respaldo se define como la conjunción de los servicios necesarios para asegurar el equilibrio generación-demanda, independientemente del horizonte temporal y modalidad de consumo.

3. La función de respaldo del sistema incluirá los servicios asociados a los pagos por capacidad, el servicio de interrumpibilidad, los servicios asociados a la gestión de restricciones, los servicios asociados a las bandas de regulación, así como todos aquellos servicios de ajuste necesarios para asegurar el equilibrio de la oferta y la demanda en tiempo real, excluidos los costes de los servicios de ajuste asociados a la gestión de desvíos.

4. El cargo por otros servicios del sistema será de aplicación a los consumidores incluidos en el ámbito de aplicación del presente real decreto, independientemente de la modalidad de autoconsumo a la que estén acogidos.

5. El Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará la metodología de cálculo del coste asociado a los servicios incluidos en la función de respaldo, así como el procedimiento de asignación correspondiente al cargo por otros servicios del sistema, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

6. Los ingresos que se obtengan en aplicación del cargo por otros servicios del sistema irán destinados a cubrir los costes correspondientes en los términos que se establezcan.

7. Las modificaciones y actualizaciones del cargo por otros servicios del sistema serán de aplicación a todos los consumidores acogidos a las distintas modalidades de autoconsumo, con independencia de la fecha en que se hayan suscrito los contratos de acceso y de suministro.»

5.9 Disposición transitoria primera. Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo.

En la disposición transitoria primera del Proyecto se establece la regulación del régimen transitorio de aplicación al autoconsumo en tanto no se establezca la metodología de cargos a la que se hace referencia en el artículo 16.3 de la LSE y, en consecuencia, sea de aplicación la disposición transitoria decimocuarta de la propia LSE.

En particular, la citada disposición transitoria primera establece que los consumidores, además de hacer frente a los peajes de acceso (que incorporan los peajes de transporte y distribución y los cargos) por la energía demandada al sistema, deberán hacer frente a los cargos asociados a los costes del sistema y otros cargos del sistema por la energía autoconsumida.

En relación con los peajes de acceso, la disposición transitoria primera establece lo siguiente:

- La facturación de los peajes de los consumidores acogidos a las modalidades reguladas en el artículo 2.1.a) y 2.1.b.1) se realiza considerando las medidas en el punto frontera de la instalación.
- La facturación por peajes de acceso de los consumidores acogidos a la modalidad regulada en el artículo 2.1.b.2), dependerá de si la energía neta generada es mayor que cero o si el consumo de servicios auxiliares es mayor que cero.

En relación con los cargos asociados a los costes del sistema y otros cargos del sistema, la disposición transitoria primera establece que:

- Los consumidores acogidos a las modalidades reguladas en el artículo 2.1.a) y 2.1.b.1) cuya instalación sea de tecnología solar fotovoltaica o eólica, ambas sin acumulación, no deberán hacer frente al término fijo de los cargos. En el caso de otras tecnologías se aplicarán los cargos fijos a la potencia de la instalación de generación de la red de suministro.
- Para los consumidores acogidos a la modalidad regulada en el art. 2.1.b.2), la facturación de los cargos depende del procedimiento utilizado para controlar la potencia de la instalación
- En todos los casos se aplicará el término variable de los cargos al autoconsumo horario, excepto si el consumo horario de servicios auxiliares es mayor que cero.

Asimismo, la citada disposición establece que el término variable está constituido por (i) los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes, (ii) los pagos por capacidad, y (iii) los servicios de ajuste.

Al respecto se formulan las siguientes consideraciones:

En primer lugar, teniendo en cuenta que en el cuerpo del articulado se distingue entre peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a los costes del sistema y cargos por otros servicios del sistema, se considera deseable mantener la misma estructura en la disposición transitoria primera, máxime teniendo en cuenta que las variables de facturación son las mismas, con la diferencia de que durante el periodo transitorio se aplican peajes de acceso (que engloban los peajes de transporte y distribución y los cargos asociados a los costes del sistema) a la demanda horaria y en consecuencia los cargos asociados a los costes del sistema solo se aplican al autoconsumo.

Teniendo en cuenta lo anterior, hubiera bastado con recoger en la disposición transitoria primera los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, los cargos asociados a los costes del sistema y el cargo por otros servicios del sistema.

En segundo lugar, se considera necesario establecer en la disposición transitoria primera las condiciones de facturación de los peajes de acceso a los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo 2.1.c) (consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción).

En tercer lugar, dado que en tanto no se apruebe la metodología de cálculo de los cargos será de aplicación lo establecido en la disposición transitoria primera, se debe establecer en la misma que los sujetos acogidos a las modalidades de autoconsumo 2.1.b) y 2.1.c) (aquellas en las que existe sujeto productor) deberán hacer frente a los peajes que deben pagar los productores por los vertidos de energía excedentaria a la red.

En cuarto lugar, respecto de la estructura de los cargos asociados a otros costes del sistema establecida en esta disposición transitoria, cabe destacar que los costes se recuperan, fundamentalmente, a través de un término variable, si bien como se ha indicado previamente, parecería más lógico desde el punto de vista de la metodología de asignación que éstos fueran recuperados mayoritariamente a través de un término fijo (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. % de coste recuperado a través del término de potencia

| Grupo tarifario | % de coste recuperado a través del término de potencia | | |
|----------------------|--|--|--|
| | Peajes de acceso Orden IET/2444/2014 (A) | Cargos asociados a los costes del sistema (1) (B) | Peajes de transporte y distribución implícitos (C) = (A) - (B) |
| Baja tensión | 65,0% | 44,8% | 86,7% |
| Potencia (P) ≤ 10 kW | 61,5% | 30,4% | 89,8% |
| 10 kW < P ≤ 15 kW | 52,3% | 29,9% | 86,6% |
| Potencia > 15 kW | 81,4% | 86,4% | 73,8% |
| Media tensión | 78,4% | 88,1% | 67,1% |
| 3.1 A | 78,9% | 82,1% | 76,3% |
| 6.1 A | 78,2% | 89,9% | 60,7% |
| 6.1 B | 77,6% | 93,3% | 70,6% |
| Alta tensión | 74,0% | 79,3% | 78,9% |
| 6.2 | 75,2% | 82,3% | 79,3% |
| 6.3 | 72,8% | 76,8% | 68,6% |
| 6.4 | 73,2% | 76,8% | 83,3% |
| Total | 68,2% | 55,4% | 82,4% |

Fuente: CNMC y propuesta de RD

(1) Los términos variables de los cargos asociados a los costes del sistema recogidos en el anexo IV del Proyecto se han incrementado con las pérdidas estándares a efectos de cálculo de los peajes de transporte y distribución implícitos, ya que los precios de los términos variables de los peajes de acceso de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre²³, se aplican al consumo medido en contador.

Asimismo se observan discontinuidades en los precios de los términos de potencia y energía por periodo horario, resultando en algunos casos precios nulos en periodos horarios de elevada demanda.

La estructura de los cargos asociados a los costes del sistema podría ser el resultado de la metodología de obtención de los mismos, en la medida en que según la MAIN los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes se han calculado tomando como punto de partida la información que esta Comisión publicó en la Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 de julio.

Al respecto se indica que tanto los costes de transporte y distribución considerados en dicha Circular, como la composición de la demanda y la

²³ Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.

estructura de peajes difieren de la considerada en la Orden IET/2444/2014, por lo que sería deseable que la norma que finalmente se publique incluya, con el mayor detalle posible, el procedimiento de cálculo utilizado.

En quinto lugar, se señala que la factura por peajes de acceso de los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo sería inferior a la que tendrían de no disponer de una instalación de generación debido a que el término variable de los peajes de acceso no se aplica a la energía autoconsumida, aspecto que deberá ser tenido en cuenta a los efectos oportunos.

Adicionalmente, en relación con las pérdidas se indica que, de acuerdo con lo establecido en las disposiciones adicional cuarta y transitoria segunda del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo²⁴, a los efectos de la liquidación en el mercado y para elevar a barras de central la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en el mercado, se aplican los coeficientes publicados por el Operador del Sistema, en lugar de las pérdidas estándares.

En consecuencia, se sugiere separar en esta disposición transitoria primera los cargos asociados a los costes del sistema del cargo por otros servicios del sistema, en la medida en que los primeros se aplican a la demanda registrada en contador y el segundo a la demanda registrada en barras de central. Alternativamente, se debería proceder a realizar las oportunas adaptaciones en el proyecto de Real Decreto, de forma que las pérdidas consideradas en el cálculo de los cargos fueran las publicadas por el Operador del Sistema.

En relación con lo anterior se indica que, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria primera, tanto los precios de los pagos por capacidad como los correspondientes a los servicios de ajuste recogidos en el Anexo IV se aplican sobre la energía medida en contador, por lo que los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo verían disminuida su factura por este motivo.

Por otra parte, se señala que, de acuerdo con el Proyecto, los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo no harían frente a los cargos aplicables para la financiación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema, así como a los costes asociados a la financiación del mecanismo competitivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por la energía autoconsumida, aspecto que, como ya se ha indicado, no se comparte.

El Proyecto establece asimismo que corresponderá a la empresa distribuidora la facturación de los peajes de acceso y los cargos transitorios fijos y variables, teniendo éstos la consideración de ingresos liquidables del sistema. No obstante, el órgano encargado de las liquidaciones diferenciará de estos

²⁴ 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.

ingresos las cuantías que correspondan a los pagos por capacidad y los servicios de ajuste, destinando las mismas al Operador del Sistema a efectos de que las tenga en cuenta en el momento de la liquidación correspondiente.

Teniendo en cuenta que el distribuidor debe proporcionar la información de la demanda horaria al comercializador correspondiente, a efectos de que éste facture al consumidor los peajes de acceso y los pagos por capacidad asociados y, adicionalmente, debe enviar la información relativa a la facturación de los cargos por el autoconsumo, a efectos de que el comercializador facture al consumidor por dichos conceptos, se considera que el distribuidor podría declarar la información relativa a los ingresos derivados de los pagos por capacidad y los servicios de ajuste al Operador del Sistema a efectos de su consideración en las liquidaciones correspondientes. De no ser tenida en cuenta esta recomendación, se consideraría necesario regular el procedimiento de traspaso de los fondos de las liquidaciones del sector eléctrico a las liquidaciones del Operador del Sistema.

Respecto de la posibilidad de revisar los precios establecidos para el periodo transitorio por parte del MINETUR, se considera necesario concretar que éstos serán revisados siempre que se modifique la retribución de coste o ingreso regulado y, en todo caso, al menos anualmente, a efectos de actualizar el valor del componente de los servicios de ajuste incluido en el cargo por otros servicios del sistema.

Adicionalmente, en relación con la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, y conforme a lo anteriormente expuesto en relación con el artículo 20 del Proyecto, se recomienda introducir la misma modificación en el apartado 3.a.1º.i) de esta disposición transitoria primera:

« [...] La aplicación de dichos cargos fijos se realizará de acuerdo con lo siguiente:

1º. En caso de la modalidad de autoconsumo regulada en el Título III del presente real decreto:

*i) En el caso de que la instalación **de generación produzca energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración o residuos, sea de tecnología solar fotovoltaica o eólica, ambas sin elementos de acumulación,** no se aplicarán cargos al estar incluidos en los precios de los peajes de acceso en aplicación del apartado 2 anterior.»*

5.10 Disposición transitoria quinta. Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados.

Esta disposición establece que los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo, cuyos puntos frontera estén clasificados como tipo 4 ó 5 y cuyos

equipos de medida no se encuentren efectivamente integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura, serán leídos y facturados con una periodicidad bimestral.

Cabe destacar que actualmente el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, establece en su artículo 5, en relación con la facturación de las tarifas de acceso, lo siguiente:

«Las facturaciones serán mensuales y corresponderán a los registros del consumo correspondientes al período que se especifique en la citada factura. Para la tarifa simple de baja tensión se admite, también, la facturación bimestral.»

Así mismo, el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre²⁵, establece que la lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora en el caso de suministros que no cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, si bien este real decreto sólo es aplicable a los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW, es decir, a los clasificados como tipo 5.

En este sentido, se considera que la aplicación de la facturación bimestral no debería hacerse extensiva a los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo cuyos puntos frontera estén clasificados como tipo 4, por lo que se propone la siguiente redacción para la disposición transitoria quinta:

*«~~A~~ Los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo, cuyos puntos frontera estén clasificados como tipo 4 ó 5 y sus equipos de medida no se encuentren efectivamente integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura, **serán leídos y facturados con una periodicidad bimestral** y no les serán de aplicación los perfiles vigentes para los consumidores no acogidos a ninguna modalidad de autoconsumo.»*

5.11 Disposición final segunda. Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Se considera necesario añadir las siguientes modificaciones al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico a las ya contempladas en el Proyecto:

²⁵ Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

«Se modifican los apartados 3, 7 y 8 del artículo 9 que queda redactado como sigue:

3. Dispondrán de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 de fronteras de clientes la lectura remota será opcional, **salvo para aquellos acogidos a una modalidad de autoconsumo, que deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación**. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponga de comunicaciones para la lectura remota, deberán estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. Para los puntos de medida de tipo 5 se estará a lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo.

[...]

7. Se instalarán registradores con carácter general en los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4, los cuales podrán estar integrados en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente de los contadores. Cada registrador podrá almacenar información de uno o más equipos de medida, con las condiciones que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

[...]

Los equipos de los puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso.

Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

Los equipos correspondientes a puntos de medida tipo 4 de instalaciones acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo cumplirán los requisitos y especificaciones técnicas establecidos para los puntos de medida tipo 5.

8. Los equipos de medida tipo 5, así como **los equipos correspondientes a puntos de medida tipo 4 de instalaciones acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo**, deberán estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente.

[...]

5.12 Otras consideraciones.

5.12.1 Inclusión del Anexo I en el articulado.

El Anexo I del Proyecto (*‘Cálculo de la energías a efectos de facturación y liquidación’*) puede considerarse parte integral del artículo 3 (*‘Definiciones’*); de hecho existe ya una remisión expresa a este Anexo en el apartado 2 de dicho artículo: *«Las energías definidas en el apartado 1 se calcularán de acuerdo con lo establecido en el Anexo I»*. El texto sería más fácilmente manejable y autocontenido si en varios de los párrafos del apartado 1, a continuación de la definición, se incluyera donde correspondiera la forma de cálculo de las energías, por ejemplo:

«1. A los efectos de este real decreto se entenderá por:

*a) Autoconsumo horario, ~~ae~~l consumo horario de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o de un productor con el que se comparten instalaciones de conexión a la red o conectados a través de una línea directa. **El autoconsumo horario se obtendrá como la diferencia entre la energía horaria consumida menos la demanda horaria o como la diferencia entre la energía horaria neta generada y el vertido horario. En ambos casos se considerará nulo cuando el valor sea negativo.***

b) [...]

*c) Consumo horario de servicios auxiliares, el saldo horario de energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares de generación medido en el equipo de medida de la generación neta. **El consumo horario de servicios auxiliares se obtendrá mediante el saldo horario registrado por el equipo de medida que mide la energía generada neta, cuando dicho saldo horario sea consumidor. A los efectos de determinar el consumo horario de servicios auxiliares, estos se considerarán nulos cuando los saldos netos horarios no sean consumidores.***

[...]»

5.12.2 Inclusión del ‘Tipo de autoconsumo 2.2’ en el Anexo II.

Se considera que, de no atenderse las recomendaciones planteadas en relación con la mejor definición del ámbito de aplicación, se dificultaría en gran medida la aplicación de la norma —y por ende, la regularización— de las instalaciones preexistentes asimilables a la modalidad de suministro con autoconsumo y potencia instalada superior a 100 kW. Aun en tal caso, como mínimo, debería contemplarse el ‘Tipo de autoconsumo: 2.2’ como uno más de los posibles valores a adoptar por el primer campo de la ‘Comunicación de inscripción en el Registro de autoconsumo’ que recoge el Anexo II al Proyecto, para que así al menos consten en dicho Registro:

ANEXO II
Comunicación de inscripción en el Registro de autoconsumo.

| | |
|----------------------------------|---|
| Modalidad de autoconsumo. | |
| <i>Tipo de autoconsumo:</i> | <i>(2.1.a, 2.1.b.1º, 2.1.b.2º, o 2.1.c <u>ó</u> 2.2)</i> |
| [...] | |

ANEXO I. Ejemplos en el ámbito internacional de regulación del autoconsumo.

En numerosas jurisdicciones fuera de España se ha desarrollado asimismo normativa para regular y, en su caso, promover el desarrollo de instalaciones en régimen de autoconsumo, en ocasiones mediante esquemas que permiten la compensación de saldos no instantáneos (el habitualmente llamado *balance neto*). A continuación se enumeran algunos ejemplos considerados representativos:

California

En California, la propuesta de modificación y revisión de la regulación actual referente al autoconsumo con balance neto²⁶ pretende rediseñar el modelo y las tarifas existentes para esta modalidad de autoconsumo.

En la actualidad, los consumidores con instalaciones de generación de energías renovables de potencia inferior a 1 MW pueden beneficiarse de la tarifa “net metering” por la cual reciben una suerte de “crédito” en sus facturas por la energía generada y vertida a la red que queda compensada en futuras facturas a lo largo del año.

Desde la entrada en vigor de la primera regulación, las modificaciones legislativas se han centrado en el número de MW de energía renovable que podían participar en este programa, así como los requisitos de participación en el mismo.

La nueva legislación del programa NEM (*net energy metering*) tiene como objetivo “proteger los ingresos de los pequeños autoconsumidores, mantener los incentivos para inversiones en energía renovable y permitir a los proyectos de generación distribuida mayores de 1 MW la interconexión con cargos “razonables” si no tienen un impacto significativo en la red de distribución, establece normas de servicio y de facturación para lo autoconsumidores en modalidad de producción con autoconsumo,

De esta forma, se pretende asegurar que los beneficios totales de la tarifa aplicables a los consumidores y al sistema eléctrico se corresponden con los costes totales. De hecho, los titulares de instalaciones de autoconsumo están legalmente obligados a pagar una cuota por la electricidad que autoconsumen, denominada “*Departing Load Charge*” (DLC). Ahora bien, para las instalaciones de producción a partir de energías renovables o cogeneración acogidas al esquema NEM, y bajo ciertas condiciones, se prevé una exención a dicha cuota.

El órgano competente deberá establecer las nuevas tarifas antes del 31 de diciembre de 2015 y serán de aplicación a partir del 1 de julio de 2017..

²⁶ <http://docs.cpuc.ca.gov/SearchRes.aspx?DocFormat=ALL&DocID=98303355>

Alemania

En Alemania los consumidores abonan una tasa especial para las renovables –y la transformación energética en general– en cada kWh que consumen. Dicha tasa ha ascendido en 2014 a poco más de 6 c€/kWh y recaudará 23.600 millones de euros (cifra que más que triplica el importe destinado al régimen retributivo específico en España).

En la primera propuesta legislativa del Gobierno alemán, en enero de 2014, se planteaba que cada autoconsumidor que generase a partir de fuentes renovables abonase el 70% de dicha tasa, aplicando un concepto análogo al del llamado ‘*peaje de respaldo*’ planteado por el Proyecto de real decreto español de 2013.

Finalmente, el 1 de agosto de 2014, entró en vigor la Ley de fomento de energías renovables (la llamada *EEG 2014*, por sus siglas en alemán) que ha supuesto la modificación del marco legislativo en varios aspectos:

Las instalaciones de autoconsumo eléctrico puestas en servicio a partir de 1 de agosto de 2014 quedan también gravadas por la *tasa EEG* (carga para el fomento de las instalaciones de generación a partir de energías renovables), si bien el método de cálculo no se ha conocido hasta la publicación de una orden ministerial en febrero de 2015. Esta disposición pretende además mejorar los trámites burocráticos y facilitar la liquidación de la tasa, cuya recaudación será realizada por el distribuidor a cuya red esté conectada la instalación (en un primer borrador se propuso que los distribuidores retuvieran un 5% en concepto de compensación por realizar la labor de recaudación, si bien finalmente se consideró que los costes en los que incurrían los distribuidores estaban suficientemente cubiertos con la retribución que les corresponde por ley).

Las instalaciones de autoconsumo con puesta en marcha posterior a dicha fecha deberán pagar la tasa de forma proporcional a la electricidad generada y autoconsumida, con las siguientes significativas exenciones: i) Las instalaciones de potencia instalada hasta 10 kWp y una producción anual de hasta 10 MWh están exentas; ii) Las instalaciones de autoconsumo con producción a partir de cogeneración y de energías renovables pagarán solo un 40% de la tasa, en tanto que los restantes autogeneradores pagarán el 100% de la tasa; ii) Además, para las instalaciones renovables y cogeneraciones la tasa se aplicará progresivamente en tres fases: el 30% en 2015, el 35% en 2016 y el 40% en 2017.

Por último, cabe indicar que en Alemania no se contempla una fórmula de compensación por ‘net metering’ (balance neto o autoconsumo diferido en el tiempo).

Grecia

Con la publicación de la Ley 4203/01 de noviembre de 2013, se abre la posibilidad de instalar sistemas de autoconsumo en Grecia, estableciendo como principio básico la ausencia de incrementos en los costes del sistema eléctrico.

A partir de ese momento se abren grupos específicos de trabajo para el desarrollo reglamentario de la citada Ley.

Inicialmente se establece como límite de potencia instalada 10 kW y el ámbito de aplicación queda restringido a la tecnología solar fotovoltaica. Se está estudiando aumentar dicho límite hasta un máximo del 50% de la potencia contratada y con un máximo de 100 kW de potencia de la instalación de generación.

Respecto de los equipos de medida, por motivos estadísticos, y para poder asignar correctamente los distintos costes y peajes, se requieren dos aparatos de medida, cuyo coste ha sido estimado entre 500 y 600 euros.

En la configuración de balance neto, los consumidores utilizan la red como almacenamiento para el excedente de energía producida y como respaldo para la energía adquirida a través de la red de la empresa distribuidora.

Es necesario compatibilizar el sistema de balance neto con los sistemas de apoyo a las energías renovables, y en concreto con el sistema de tarifa regulada (*Feed-in Tariff*) con el que se retribuye a las instalaciones de generación eléctrica de tecnología solar fotovoltaica y por el cual este tipo de instalaciones percibirán en el año 2015 una tarifa regulada media de 100 €/MWh.

Chile

El marco regulatorio del balance neto en Chile está definido por la Ley 20571, de 22 de marzo de 2012, y su posterior desarrollo reglamentario.

Mediante esta ley se permite a los consumidores la generación de energía eléctrica para su propio consumo y para vender los excedentes de energía generada a las empresas distribuidoras. Dicha energía eléctrica debe proceder de tecnologías renovables (solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, etc.) o de instalaciones de cogeneración eficiente.

Las instalaciones de generación deben tener una potencia instalada inferior a 100 kW y deberán cumplir en todo momento con las exigencias técnicas y de seguridad establecidas en la normativa.

La energía eléctrica producida por dichas instalaciones de generación será utilizada para el consumo propio o para inyectarse en las redes de distribución en el caso de ser excedentaria.

La energía excedentaria recibirá un valor equivalente al precio al que los concesionarios de servicios públicos de distribución aplican a sus clientes regulados, de tal modo que dicho valor sea descontado de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones.

De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en las facturas subsiguientes, y serán reajustados de acuerdo con el índice de Precios del Consumidor.

Existe un procedimiento reglamentado para la instalación y conexión de equipos de generación acogidos a esta modalidad, en el cual se establecen una serie de pasos definidos, con sus correspondientes formularios y plazos, estimándose entre 2 y 8 meses el tiempo estimado de tramitación y construcción. Entre dichos pasos figuran las solicitudes de información y de conexión a la empresa distribuidora, la instalación del equipo de generación según la norma aplicable y la firma de un contrato entre ella empresa distribuidora y el cliente.

Las instalaciones deben estar debidamente inscritas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y el incumplimiento de dicha obligación puede llevar sanciones económicas.

México

En México se ha adoptado un esquema de *'net metering'* que permite volcar los excedentes producidos por el sistema de generación renovable a la red eléctrica general, para posteriormente recuperarlos en los momentos en los que se necesita y cuando el sistema de energía renovable no produce energía

Desde el 7 de Junio de 2007 el Gobierno mexicano ha promovido un modelo de contrato de conexión de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala (consumidores domésticos y PYMES) interconectado con la red eléctrica general. A partir de ese momento, los pequeños productores de electricidad fotovoltaica puede conectarse con la red de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) e intercambiar electricidad con ella. En 2010, este modelo de contrato se amplió, dando entrada a otras fuentes de energía renovables (mini-eólica, biomasa) y a la cogeneración, y también a los medianos productores (industrias).

En 2012 se aprobó un modelo de contrato de interconexión, específico para las instalaciones de energías renovables a pequeña escala en los *'edificios multifamiliares'*, en zonas comerciales y oficinas.

Actualmente hay unos 150 MW de energía solar instalados en todo el país, de los cuales 27 MW corresponden a sistemas fotovoltaicos de *'net metering'*, según las estadísticas de la CRE (Comisión Reguladora de Energía). De continuar esta tendencia, en 2016 el acumulado en instalaciones fotovoltaicas de este tipo sería de unos 103 MW, y en 2020 se estima podría superar los 200 MW.

Jordania

En Jordania, según lo establecido en la Ley de energías renovables y eficiencia energética del año 2012, la Autoridad de regulación energética (*'Electricity Regulatory Commission'*) ha aprobado la metodología para la conexión y

retribución de instalaciones de generación eléctrica de pequeño tamaño a partir de energías renovables mediante un sistema de balance neto. Según la citada metodología, el esquema de balance neto se efectúa bajo la modalidad en la que el participante es un consumidor con una instalación de generación destinada fundamentalmente a su propio uso.

La empresa distribuidora es la responsable de la sustitución del equipo de medida del consumidor por otro contador bidireccional, capaz de registrar la energía eléctrica excedentaria vertida a la red. Los consumidores acogidos a la modalidad de balance neto reciben una retribución por dicha energía excedentaria que en el año 2014 se fijó en 17,14 US\$ cents/kWh.

Según las cifras obtenidas del primer año de funcionamiento de este sistema (2013), se acogieron a esta modalidad 300 consumidores, con un total de potencia instalada de 3.200 kW de tecnología solar fotovoltaica.

Israel

A partir del año 2009, Israel ha desarrollado en el ámbito del fomento de las energías renovables un marco regulatorio que tiene como principales hitos dos normas aprobadas por el Gobierno:

- Decisión nº 4450 de enero de 2009, en la que se establece un objetivo para el año 2020 del 10% de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Decisión nº 3484 de julio de 2011, donde se ratifica el objetivo anterior y se establecen objetivos específicos para cada tecnología.

Como consecuencia de dichos objetivos, el Consejo del Regulador israelí, (la Autoridad de Servicios Públicos), aprobó en el año 2012 un marco regulatorio específico para el fomento del balance neto, en el que inicialmente se establecía un tope máximo de 400 MW de capacidad instalada global.

Los consumidores acogidos a esta modalidad deben realizar un pago por la energía autoconsumida de 0,003 €/kWh, en concepto de 'costes de balance'. Por otra parte, la energía eléctrica excedentaria vertida a las redes de distribución y transporte es recompensada por unos 'créditos' que se utilizan para minorar la parte correspondiente al consumo eléctrico a facturar por la empresa comercializadora en cada mes.

También se contempla la posibilidad de que dichos créditos de energía excedentaria puedan ser vendidos a otros consumidores, opción utilizada, por ejemplo, en los casos en los que en términos mensuales, la demanda eléctrica procedente de las redes es inferior a la energía excedentaria.

En los primeros 18 meses de funcionamiento de este sistema, se han contabilizado solicitudes para instalaciones de tecnología solar fotovoltaica por valor de 52 MW.

ANEXO II. Alegaciones recibidas.

El 6 de junio de 2015 fue publicado en el B.O.E. el anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica por el que se da publicidad a la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 2 de junio de 2015, por la que se acuerda la apertura del trámite de audiencia a los interesados en la elaboración del proyecto de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

El 17 de junio de 2015 el Proyecto fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

Listado de alegaciones

Gobiernos Autonómicos

Govern de les Illes Balears
Gobierno de Aragón
Comunidad de Madrid
Gobierno de Canarias
Gobierno de Extremadura
Junta de Castilla y León
Gobierno del Principado de Asturias
Xunta de Galicia
Gobierno de Navarra
Gobierno Vasco
Generalitat de Catalunya
Junta de Andalucía

Asociaciones y empresas del sector

Repsol
UNESA
Hidroeléctrica del Cantábrico (Grupo EDP)
Gas Natural Fenosa
Viesgo
APPA (asociación de productores de energías renovables)
ALDAKIN (Montajes, Mantenimientos y Automatismos Eléctricos Navarra, S.L.)
COGEN España
CIDE
AIFOC (asociación de instaladores de energía solar)
UNEF (unión española fotovoltaica)
REE como Operador del Sistema
IBERDROLA ESPAÑA, SAU
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
ENDESA
HISPALYT (asociación española de fabricantes de ladrillos y tejas)
Greenpeace
ACOGEN (asociación española de cogeneración)
AECOSAN (agencia española de consumo, seguridad alimentaria y nutrición)