



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 7/2005 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL
DECRETO POR EL QUE SE ADAPTA LA NORMATIVA
RELATIVA AL SECTOR ELÉCTRICO A LO DISPUESTO
EN EL REAL DECRETO LEY 5/2005 DE 11 DE MARZO DE
REFORMAS URGENTES PARA EL IMPULSO A LA
PRODUCTIVIDAD Y PARA LA MEJORA DE LA
CONTRATACIÓN PÚBLICA, Y AL ACUERDO DEL
CONSEJO DE MINISTROS DE 25 DE FEBRERO DE 2005,
POR EL QUE SE ADOPTAN MANDATOS PARA PONER
EN MARCHA MEDIDAS DE IMPULSO A LA
PRODUCTIVIDAD**

14 de junio de 2005

INFORME 7/2005 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ADAPTA LA NORMATIVA RELATIVA AL SECTOR ELÉCTRICO A LO DISPUESTO EN EL REAL DECRETO LEY 5/2005 DE 11 DE MARZO DE REFORMAS URGENTES PARA EL IMPULSO A LA PRODUCTIVIDAD Y PARA LA MEJORA DE LA CONTRATACIÓN PÚBLICA, Y AL ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTRO DE 25 DE FEBRERO DE 2005, POR EL QUE SE ADOPTAN MANDATOS PARA PONER EN MARCHA MEDIDAS DE IMPULSO A LA PRODUCTIVIDAD

Con fecha 23 de mayo de 2005 tuvo entrada en esta Comisión escrito remitido por la Secretaría General de Energía en el que se solicita informe urgente sobre la propuesta de Real Decreto por el que se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el Real Decreto ley 5/2005.

De conformidad con el apartado Tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, con los artículos 5.2 y 6.1 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, previa audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha acordado en su sesión celebrada el día 14 de junio de 2005 aprobar el siguiente informe.

INFORME

1. OBJETO

El presente informe tiene por objeto analizar la propuesta de Real Decreto por el que se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el real decreto ley 5/2005.

El documento se estructura en distintos apartados en los que se introducen las consideraciones de la CNE a las propuestas de modificaciones normativas.

Como código identificativo de los colores utilizados en el texto, el color azul se corresponde con el articulado de los Reales Decretos vigentes, el color verde representa las propuestas de modificación por el Ministerio del Real Decreto que se informa, destacándose con el color rojo las propuestas de articulado concreto que realiza la CNE.

2. PROCEDIMIENTO

Con fecha 23 de mayo de 2005 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de la Energía escrito remitido por la Secretaría General de Energía en el que se solicita informe urgente sobre la propuesta de Real Decreto por el se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el real decreto ley 5/2005.

Con fecha 25 de mayo de 2004 la Propuesta de Real Decreto sobre la propuesta de Real Decreto por el se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el real decreto ley 5/2005, fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía, por trámite de urgencia, al objeto de que realizasen las observaciones que considerasen oportunas de conformidad con los artículos 6 y 34 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio.

Se han recibido comentarios de los representantes en el Consejo Consultivo de UNESA en nombre de ASAE, APRIE, HIDROCANTABRICO, IBERDROLA, ENDESA, UNION FENOSA Y ENEL VIESGO y comentarios de la propia UNESA. También se han recibido comentarios de la GENERALITAT DE CATALUNYA, de la XUNTA DE GALICIA, de la GENERALITAT VALENCIANA, de la ASOCIACIÓN DE AUTOGENERADORES DE ENERGÍA ELECTRICA, del OPERADOR DEL MERCADO IBERICO DE ENERGÍA – POLO ESPAÑOL, S.A., de la ASOCIACIÓN DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGÍA (AEGE), RED ELECTRICA DE ESPAÑA, ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA, C.I.DE., GREENPEACE, ASOCIACIÓN DE PEQUEÑOS PRODUCTORES Y AUTOGENERADORES DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE (APPA),

ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGIA (ACIE), ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELECTRICAS (ASEME), ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES ELÉCTRICOS (ACE), y del representante de los CONSUMIDORES DOMESTICOS que se incorporan como Anexo.

3. PARTE EXPOSITIVA

Se describe que en el Mandato Trigésimo Segundo 4 se introduce la modificación del Real Decreto 436/2004, para "*fomentar la utilización de la biomasa en instalaciones de generación*", sin embargo, en el texto de la propuesta de Real Decreto no existen referencias a la biomasa. La razón de ello es que las dos medidas que el Gobierno aprobó el 25 de febrero de 2005 en relación con la biomasa, no pueden desarrollarse en estos momentos, ya que se encuentran incluidas en el Proyecto de Ley de reformas para el impulso de la productividad, que pretende, entre otras medidas, modificar la Ley del Sector Eléctrico para permitir la utilización de biomasa en centrales de régimen ordinario (co-combustión) y la asignación de primas por encima de la banda 80%-90% de la tarifa eléctrica media. Por ello, convendría señalar en el preámbulo que estos extremos serán desarrollados una vez se encuentre aprobado el referido Proyecto de Ley, y que ahora lo que se hace respecto al Real Decreto 436/2004 es mejorar la regulación relativa a la representación en el mercado de las instalaciones en régimen especial y otras mejoras técnicas.

4. CONSIDERACIONES SOBRE EL OBJETO DEL RD.

Se considera que el contenido del Artículo 1 corresponde a la Exposición de Motivos del Real Decreto, teniendo en cuenta, sobre todo, que hace referencia a un Acuerdo de Consejo de Ministros que sólo puede tener carácter de mandato a los órganos de la Administración que de él dependan.

Artículo 1.—Objeto.

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer la organización del mercado de producción de energía eléctrica y regular las transacciones que en el mismo se realicen, así como regular otras modalidades de contratación que tengan por objeto la compra y venta de energía eléctrica.

Uno. Se sustituye el artículo 1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, por la redacción:

“Artículo 1. Definición.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.”

5. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 2019/1997.

5.1. PRIMERO. Modificación del capítulo 1 del RD 2019/1997

Dos. Se sustituye el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997

La nueva redacción propuesta para el objeto del Real Decreto 2019/1997, queda restringida a determinados mercados dentro del mercado de producción, excluyendo al menos los mercados a plazo.

Sin embargo, en el contenido del Real Decreto se regula la figura de los sujetos del mercado de producción, que se establece con carácter general para todo el mercado de producción, en contra de lo previsto en el mencionado objeto del Real Decreto.

Se propone modificar la redacción de este punto, incluyendo en el objeto la regulación general del mercado de producción de energía eléctrica:

El presente Real Decreto tiene por objeto regular las condiciones generales de participación en el mercado de producción de energía eléctrica, así como establecer la organización del mercado diario de energía eléctrica, el mercado intradiario, los contratos bilaterales con entrega física y de los servicios de ajuste del sistema.

Artículo 2.—Mercado de producción.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercado diario y mercado de servicios complementarios, integrándose también en él los contratos

bilaterales físicos. Adicionalmente, existirá un mercado de ajustes de programación de carácter intradiario, que se denomina mercado intradiario.

Dos. Se sustituye el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, por la siguiente redacción:

“Artículo 2. Objeto.

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer la organización del mercado diario de energía eléctrica, el mercado intradiario, los contratos bilaterales con entrega física y de los servicios de ajuste del sistema”.

Tres. Se modifica el título y el apartado 1 del artículo 3 del Real Decreto 2019/1997

De cara a evitar confusiones entre los sujetos, definidos en el artículo 9 de la Ley del Sector Eléctrico, entre los que no se encuentran los clientes, y los sujetos del mercado de producción ahora definidos, que no son un subconjunto de los primeros al incluir a los clientes cualificados, se propone modificar la terminología y emplear los términos de sujetos, tal como los define la Ley 54/97, “agentes del mercado de producción”, para los denominados sujetos del mercado de producción en la propuesta de norma informada, y “agentes del mercado diario de producción” para los participantes en los mercados diario e intradiario.

Artículo 3.—Agentes que actúan en el mercado de producción.

1. Tendrán la consideración de agentes del mercado de producción los sujetos que desarrollen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica cuando, de acuerdo con el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tengan la consideración de productores, autoproductores, quienes entreguen o tomen energía de otros sistemas exteriores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. A los efectos del presente Real Decreto, quienes entreguen o tomen energía de otros sistemas exteriores se denominarán agentes externos.

Tres. Se modifica el título y el apartado 1 del artículo 3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 3. Sujetos que actúan en el mercado de producción.

1. Tendrán la consideración de sujetos del mercado de producción aquellos que desarrollen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica cuando, de acuerdo con el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico,

tengan la consideración de productores, autoproductores, agentes externos, distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y, de acuerdo con la disposición adicional decimoctava de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los representantes.”

Cuatro. Se modifica el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997

De la redacción propuesta no queda claro si los representantes han de inscribirse en los correspondientes registros. En opinión de esta Comisión, para dotar de mayor seguridad a su participación en el mercado de producción, sería conveniente que los representantes figurasen inscritos en los registros administrativos correspondientes al tipo de agentes a los que representen. Para ello se propone modificar la redacción del apartado a):

a) Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda, o estar inscrito en el correspondiente registro como representante, acreditando la correspondiente representación mediante poder notarial. Ambos registros incluirán secciones especiales en las que habrán de quedar inscritos los agentes externos y los representantes, atendiendo a su naturaleza y a la de los sujetos que representan, respectivamente.

Asimismo, se considera que debe remitirse al desarrollo del reglamento la definición de los criterios de prestación de las garantías frente al operador del sistema.

Finalmente se considera necesario que las condiciones económicas de participación de los agentes en los servicios de ajuste del sistema, y particularmente las condiciones de liquidación y régimen de garantías, sean recogidos en reglas de funcionamiento de dichos servicios, que sean firmadas a través de un contrato de adhesión, tal como sucede hoy con las reglas de funcionamiento del mercado. Los procedimientos de operación del sistema con contenido exclusivamente técnico, podrían mantenerse no sujetos a contrato de adhesión.

Artículo 4.—Requisitos.

Para adquirir la condición de agente del mercado, los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda. Ambos registros incluirán una sección especial en la que habrán de quedar inscritos los agentes externos atendiendo a su naturaleza.

La inscripción en el Registro será solicitada por los titulares de autorizaciones a la Administración concedente de la misma. En el caso de que la autorización hubiera sido otorgada por una Comunidad Autónoma, ésta dará traslado, en el plazo máximo de un mes, de la copia de la autorización y de la solicitud a la Dirección General de Energía del Ministerio de Industria y Energía, a fin de que se proceda a formalizar su inscripción en el Registro que corresponda. Formalizada la inscripción se remitirá certificación de la misma al interesado y a la Comunidad Autónoma.

En el caso de los consumidores cualificados, su inscripción en el Registro correspondiente será solicitada a la Administración autonómica donde se ubiquen sus instalaciones, aportando certificación de su consumo emitida por la empresa suministradora de energía eléctrica, procediéndose a continuación en los términos previstos en el párrafo anterior.

b) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción en el correspondiente contrato de adhesión, que será único, y habrá de ser aprobado por el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema

Eléctrico.

Cuatro. Se modifica el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 4. Requisitos de los sujetos del mercado de producción.

Para poder participar como sujeto del mercado de producción, los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3, deberán cumplir las siguientes condiciones de acuerdo con su naturaleza:

a) Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o acreditar la correspondiente representación mediante poder notarial o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda. Ambos Registros incluirán una sección especial en la que habrán de quedar inscritos los agentes externos atendiendo a su naturaleza, o acreditar la calidad de representante de alguno de los sujetos anteriores a través del correspondiente poder notarial.

La inscripción en el Registro será solicitada por los titulares de autorizaciones a la Administración concedente de la misma. En el caso de que la autorización hubiera sido otorgada por una Comunidad Autónoma, ésta dará traslado, en el plazo máximo de un mes, de la copia de la autorización y de la solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio

de Industria, Turismo y Comercio, a fin de que se proceda a formalizar su inscripción en el Registro que corresponda. Formalizada la inscripción se remitirá certificación de la misma al interesado y a la Comunidad Autónoma.

En el caso de los consumidores cualificados, su inscripción en el Registro correspondiente será solicitada a la Administración autonómica donde se ubiquen sus instalaciones, aportando certificación de la existencia del suministro emitida por la empresa distribuidora de energía eléctrica, procediéndose a continuación en los términos previstos en el párrafo anterior.

b) Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación.

Los sujetos obligados a intervenir en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán participar en dicho mercado sin la prestación de las debidas garantías.”

Cinco. Se modifica el artículo 5 del Real Decreto 2019/1997

De acuerdo con la Disposición Adicional decimoctava de la Ley del Sector Eléctrico, las modificaciones del R.D. de mercado referentes al MIBEL estarían supeditadas a la entrada en vigor del convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica. En tanto dicho convenio no entre en vigor, tales disposiciones no deben aplicarse.

A este respecto, se considera necesaria, como ha sido puesto de manifiesto por algún miembro del Consejo Consultivo, la inclusión de una cláusula detallada y clara de qué disposiciones son las que quedan vigentes en tanto no se produzca la entrada en vigor del mencionado convenio.

Por otra parte, sería necesario prever una modificación del R.D. 2392/2004 sobre tarifa eléctrica para 2005, relativo a cuotas para retribuir la actividad del Operador del Sistema y del Operador del Mercado sobre facturación de tarifas integrales y de tarifas de acceso, por cuanto el contenido de la propuesta de R.D. modifica las funciones de ambas instituciones. Tal modificación debería ser efectiva una vez que tales funciones hayan sido efectivamente transferidas a través de la aprobación de las correspondientes reglas de funcionamiento de los mercados.

Artículo 5.—Gestión económica y técnica del mercado de producción.

El operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica con las funciones a que se refiere el artículo 27 del presente Real Decreto.

En todo caso, el operador del mercado realizará sus funciones de forma coordinada con el operador del sistema como responsable de la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en ejecución de las funciones a que se refiere el artículo 31 del presente Real Decreto.

El operador del mercado y el operador del sistema no podrán tener, en ningún caso, participación accionarial en ninguna sociedad que realice alguna o algunas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, ni podrán participar en el capital del otro operador.

Cinco. Se modifican los dos primeros párrafos del artículo 5 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedarán redactados de la siguiente forma:

“El operador del mercado asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario con las funciones a que se refiere el artículo 27 del presente Real Decreto.

En todo caso, el operador del mercado realizará sus funciones de forma coordinada con los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad. Corresponde al operador del sistema la responsabilidad de la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en ejecución de las funciones a que se refiere el artículo 31 del presente Real Decreto en relación con los procedimientos de operación del sistema.”

5.2. SEGUNDO. Modificación del capítulo II del RD 2019/1997

Tres. Se modifica el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997

La regulación del régimen especial ha ido evolucionando en la medida en que ha ido creciendo este tipo de producción, para que al mismo tiempo que se incentiva con el fin de alcanzar los objetivos de potencia instalada establecidos en la Planificación, sea posible una operación del sistema más eficiente, que integre los incrementos de energía generada por este régimen. De esta forma, la regulación actual incorpora incentivos económicos adicionales para el acceso del régimen especial al mercado de producción, para lo que se precisa una programación de la energía a generar, y en la medida de lo posible su cumplimiento. Al mismo tiempo, para las instalaciones de potencia superior a 10 MW del régimen especial acogido a tarifa, se le impone la necesidad de proporcionar un programa al distribuidor, y su cumplimiento dentro de una determinada tolerancia.

Por su parte, la energía del régimen especial a tarifa es adquirida y gestionada por los distribuidores, que a su vez deben venderla en el mercado de producción, para lo

que han de realizar una determinada gestión de programación y de ventas. Para incrementar la eficiencia del sistema, el mecanismo de liquidaciones de las actividades reguladas debe incentivar la buena gestión de los distribuidores respecto a programación y venta de energía del régimen especial.

En el Artículo 7.3. Requisitos de los agentes del mercado de producción, en relación a los ingresos de los distribuidores por las ventas de energía al mercado diario, se establece que los ingresos que obtengan los distribuidores por las ventas de energía eléctrica en el mercado diario de producción tengan la consideración de ingresos liquidables a efectos de las liquidaciones de actividades reguladas que realiza la CNE.

El sistema de liquidaciones reguladas reconoce a cada distribuidor el coste de la energía adquirida para suministrar a clientes a tarifa, pero valorado al coste medio unitario del conjunto de las adquisiciones de todos los distribuidores. Con ello se incentiva la buena gestión de compra de energía en el mercado, e indirectamente, la buena previsión de la energía cedida por el régimen especial. Con el desdoblamiento de la actuación de los distribuidores, en ofertas de adquisición, para suministrar a sus clientes a tarifa, y en ofertas de venta, por la energía cedida por el régimen especial que no participa en el mercado, con el fin de seguir manteniendo los incentivos actuales sobre la gestión de los distribuidores, es preciso que en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas se siga considerando el precio medio a efectos de la adquisición de energía, y asimismo, el ingreso medio, a efectos de la venta. No obstante, esta separación podría dar lugar a un incremento de los costes derivados de los desvíos respecto a la situación actual, en la que se determina el desvío neto. La CNE considera que se deberá evaluar en el futuro, tal vez con ocasión de la transposición de la Directiva del mercado interior, la posibilidad de liquidar los desvíos netos del distribuidor, o del agente que corresponda realizar la gestión de energía, con el fin de reducir el coste neto imputable a su desvío, para con posterioridad, repartir dicho coste entre los distribuidores en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas, a partir de los desvíos absolutos de las ventas de energía del régimen especial que no participa en el mercado y de los desvíos de las adquisiciones para suministrar a clientes a tarifa.

En el proyecto de Real Decreto, se establece que los ingresos que obtengan los distribuidores por las ventas de energía eléctrica en el mercado diario de producción tengan la consideración de ingresos liquidables a efectos de las liquidaciones de actividades reguladas que realiza la CNE. Esto que resulta adecuado, podría mejorarse eliminando en la redacción la referencia al mercado diario, ya que deberían ser los ingresos por las ventas de energía eléctrica en el mercado de producción, y no sólo en el diario, y añadiendo un párrafo según el cual se valoren estas ventas, a efectos de las liquidaciones de las actividades reguladas, al precio medio ponderado en el período de liquidación del conjunto de los distribuidores. Con ello, se daría una redacción simétrica a la actual para las adquisiciones de energía, manteniendo el incentivo de los distribuidores a minimizar sus desvíos.

Además, los ingresos y costes liquidables se deberían separar en dos bloques, debido a su diferente tratamiento liquidatorio:

- a) los que correspondan a la energía procedente del régimen especial que no participa en el mercado.
- b) los que correspondan a la energía necesaria para suministrar a su demanda a tarifa.

En este sentido, se propone modificar el artículo 7.3 dándole la siguiente redacción:

Los ingresos de los distribuidores por las ventas de energía eléctrica en el mercado de producción tendrán la consideración de ingresos liquidables a los efectos del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. A estos efectos, se considera como ingreso liquidable de cada distribuidor en un periodo de liquidación el resultado de multiplicar el precio medio ponderado de las ventas de energía procedente del régimen especial que no participe en el mercado, correspondiente a todos los distribuidores que resulten en el mismo período de liquidación, por la energía vendida procedente de este régimen por dicho distribuidor.

Por su parte, los costes liquidables, vendrán reducidos en su caso, por los ingresos derivados de la gestión de las adquisiciones de energía en el mercado de producción para suministrar a los clientes a tarifa.

Por otra parte, se considera necesario resaltar que no parece adecuado a la definición de “consumidor” que establece la Ley del Sector Eléctrico, el que estos puedan a su vez vender energía eléctrica en el mercado diario de producción, en tanto no se desarrolle el mercado a plazo, y no sólo en el mercado de ajustes o mercado intradiario como sucede actualmente. Se considera que los consumidores sólo podrían ajustar su demanda con posterioridad porque, en otro caso, el consumidor actuaría como un comercializador, sin los requisitos establecidos para ser comercializador. En cualquier caso, debe preverse la regulación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de las condiciones en que los consumidores pueden vender energía, que se restringirán al ajuste de sus compras a los consumos.

Respecto a los distribuidores, con la redacción propuesta se puede estar vulnerando la Directiva no traspuesta en su totalidad sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, al añadir un nuevo derecho a los distribuidores, como es el de realizar ventas en el mercado diario de producción, dado que puede considerarse una actividad liberalizada y no regulada.

En el punto 7.2 de este artículo sobre los agentes que pueden presentar ofertas de venta o de adquisición en el mercado diario, se ha eliminado la posibilidad de realizar contratos de suministro de energía adicional, añadiendo una disposición transitoria que permite mantenerlos hasta el 31 de diciembre de 2005. Como ha sido manifestado por la CNE en ocasiones anteriores, esta modificación se considera positiva como medida para impulsar el paso de los consumidores que están a tarifa integral al mercado.

Artículo 7.—Agentes del mercado diario de producción.

1. Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario los siguientes agentes:

a) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 Mw y los que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estuvieran sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las

tarifas de las empresas gestoras del servicio público, los cuales estarán obligados a realizar ofertas de venta para cada período de programación, salvo en los supuestos de excepción previstos en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y, en particular, en su artículo 25.

b) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea inferior o igual a 50 Mw y superior a 1 Mw.

c) Los autoprodutores por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran, de acuerdo con el artículo 25.3 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

d) Los agentes externos autorizados.

2. Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario los productores, distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados. En el caso de los consumidores cualificados, éstos podrán contratar en el mercado la totalidad de su suministro o aquella parte del mismo que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa.

3. Las ofertas de cualquier agente podrán ser presentadas por quienes ostenten la representación de titulares.

Tres. Se modifica el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que queda con la siguiente redacción:

“Artículo 7. Requisitos de los agentes del mercado diario de producción.

1. Los sujetos del mercado de producción a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 para poder participar como agentes del mercado diario de producción deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción en el correspondiente contrato de adhesión, que será único, y habrá de ser aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

b) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente en el mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el contrato de adhesión. Las garantías que se establezcan deberán diferenciarse en función tanto de los mercados, diario e intradiario, en que participen los agentes, como por la magnitud de su participación en los mismos.

La no prestación de estas garantías impedirá al sujeto obligado intervenir en el mercado diario de producción.

2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario los siguientes agentes:

a) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW y los que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estuvieran sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las tarifas de las

empresas gestoras del servicio público, los cuales estarán obligados a realizar ofertas de venta para cada período de programación, salvo en los supuestos de excepción previstos en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y, en particular, en su artículo 25.

b) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea inferior o igual a 50 MW y superior a 1 MW.

c) Los autoprodutores por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran, de acuerdo con el artículo 25.3 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

d) Los agentes externos autorizados.

e) Los distribuidores.

f) Los comercializadores.

g) Los consumidores cualificados.

3. Los ingresos de los distribuidores por las ventas de energía eléctrica en el mercado diario de producción tendrán la consideración de ingreso liquidable a los efectos del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

4. Los representantes a que se refiere el artículo 3 podrán presentar ofertas. En estos casos, si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción, no será necesario que el representante se acredite como tal”.

Cuatro. Se modifica el Título y el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 2019/1997

En la nueva redacción del artículo 9 del RD 2019/1997 se prevé que los distribuidores compren en el mercado de producción el total de energía que suministran a sus clientes a tarifa, frente a la situación actual donde sólo compran la energía que no es adquirida al régimen especial.

Como consecuencia de lo anterior, el distribuidor deberá vender en el mercado de producción la energía adquirida al régimen especial. Este aspecto no ha sido recogido en la redacción propuesta, sino de forma muy genérica, permitiendo al distribuidor vender energía en el mercado.

Para mayor claridad de cómo debe actuar el distribuidor con respecto a la energía adquirida al régimen especial, se propone añadir al punto 1 del artículo 8, el siguiente texto:

Los distribuidores de energía eléctrica presentarán ofertas económicas de venta de energía por la parte de energía adquirida al régimen especial no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulará la participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física.

No obstante lo anterior y desde un punto de vista más amplio, debería abordarse en un corto plazo el que los distribuidores fueran solamente titulares explotadores y mantenedores de las líneas de distribución de energía eléctrica, y no compradores o vendedores de la misma.

Artículo 8.—Presentación de ofertas de venta de energía.

1. Los agentes del mercado podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para cada período de programación, en el horario que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. Estas ofertas tendrán carácter de compromiso en firme una vez superado el plazo de admisión establecido.

Las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente que las realiza y la unidad de producción a que se refiere.

Se entenderá por unidad de producción cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en que se determine mediante Orden ministerial. También, mediante Orden ministerial, podrán establecerse otros condicionantes, tanto técnicos como económicos, que podrán ser incorporados optativamente por los agentes a la oferta de venta de energía eléctrica.

Cuatro. Se modifica el título y el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 8. Presentación de ofertas de venta de energía en el mercado diario de producción.

1. Los agentes del mercado diario de producción podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para cada período de programación, en el horario que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. Estas ofertas tendrán carácter de compromiso en firme una vez superado el plazo de admisión establecido.

Las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente del mercado diario de producción que las realiza y, cuando así se encuentre establecido en las normas de funcionamiento del mercado, la unidad de venta a que se refiere.

En el caso de que la unidad de venta sea una unidad de producción, se entenderá por tal cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Asimismo, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer otros condicionantes, tanto técnicos como económicos, que podrán ser incorporados opativamente por los agentes del mercado diario de producción a la oferta de venta de energía eléctrica”.

Siete. Se modifica el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997

En el punto 2 de dicho artículo se prevé que la forma de nominación de las energías negociadas al operador del sistema sea regulada por las normas de funcionamiento de los mercados y los procedimientos de operación.

Tratándose de información de uso exclusivo de los operadores de los sistemas, la forma de comunicación debe recogerse exclusivamente en los procedimientos de operación. Cuestión diferente es que las normas de los mercados puedan establecer obligaciones de nominación de energías, o comunicación de resultados a los operadores de los sistemas.

Por ello se propone modificar la redacción del punto 2 en el siguiente sentido:

2. A la vista de la casación, los agentes del mercado diario de producción procederán a la nominación de las unidades de venta o adquisición correspondientes a las ofertas casadas. Dicha comunicación se realizará a los operadores de los sistemas de acuerdo con lo previsto en los procedimientos de operación.

Artículo 11.—Comunicación del resultado de la casación.

1. Realizada la casación, el operador del mercado comunicará el resultado de la misma al operador del sistema y a los agentes que hubieran intervenido en la sección correspondiente como oferentes de compra o venta de electricidad. A la vista de la casación, los agentes comunicarán al operador del mercado las producciones previstas para cada unidad de producción, correspondiente a las ofertas casadas, y los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red para atender las demandas aceptadas.

2. Con la citada información y con aquella que le hubiera sido suministrada en relación a la ejecución de los denominados contratos bilaterales físicos a que se refiere el presente Real Decreto y a los intercambios internacionales, el operador del mercado determinará un programa diario base de funcionamiento.

3. Los agentes podrán comunicar al operador del mercado, en la forma y plazos que se establezcan en las normas de funcionamiento del mercado, las reclamaciones que pudieran entender oportunas.

Siete. Se modifica el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 11. Comunicación del resultado de la casación del mercado diario de producción.

1. Realizada la casación, el operador del mercado comunicará el resultado de la misma a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y a los agentes que hubieran intervenido en la sesión correspondiente como oferentes de adquisiciones o ventas de electricidad.

2. A la vista de la casación, los agentes del mercado diario de producción procederán a la nominación de las unidades de venta o de adquisición correspondientes a las ofertas casadas. Dicha comunicación se realizará de acuerdo con lo previsto en las normas de funcionamiento de los mercados y en los procedimientos de operación.

A efectos de las nominaciones al operador del sistema, en el caso de que la unidad de venta sea una unidad de producción, se entenderá por tal cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en que se determine mediante Orden Ministerial, no pudiendo integrarse en una misma unidad de producción unidades físicas de distintas tecnologías.

3. La información de los apartados anteriores será utilizada por los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad para la elaboración del programa diario base de funcionamiento.

4. Los agentes del mercado diario de producción podrán presentar al operador del mercado, en la forma y plazos que se establezcan en las normas de funcionamiento del mercado, las reclamaciones que pudieran entender oportunas.”

Ocho. Se añade un nuevo artículo 11 bis al Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, redactado en los siguientes términos:

“Artículo 11 bis. Elaboración del programa diario base de funcionamiento por el operador del sistema.

El operador del sistema establecerá y pondrá a disposición de los agentes, el programa base de funcionamiento para el día siguiente considerando la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física, que le deberá ser comunicada por los titulares de estos contratos bilaterales, y al programa resultante de la casación del mercado diario, comunicado por el operador del mercado diario.”

Diez. Se modifican el primer párrafo del apartado 1 y el apartado 3 del artículo 13 del Real Decreto 2019/1997

La modificación propuesta se considera redundante con la prevista en el punto nueve, que modifica el artículo 12 del mismo RD, e inconsistente con la misma. Se propone, por tanto, mantener la nueva redacción dada al artículo 12 y eliminar este punto.

Once. Se modifican los artículos 13 y 14 del Real Decreto 2019/1997

Los artículos 13 y 14 del RD 2019/1997 (artículo 25 del proyecto de Protocolo) sobre los Servicios Complementarios establecen con su redacción actual de manera excesivamente rígida la clasificación de los servicios complementarios y el modo de retribución de los mismos, sin considerar las especificidades de cada uno de los servicios complementarios. La redacción de dichos artículos 13 y 14 debería ser modificada, adaptándose mejor a la realidad técnica y económica de los diferentes servicios complementarios.

Artículo 13. Servicios complementarios.

1. Se entiende por servicios complementarios aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio.

Los servicios complementarios pueden tener carácter obligatorio o potestativo, pudiendo establecerse para un mismo servicio complementario prestaciones mínimas obligatorias y simultáneamente prestaciones potestativas, en la forma en que se desarrolle en los correspondientes procedimientos de operación del sistema..

2. Se considerarán servicios complementarios obligatorios aquellos con los que necesariamente haya de contar cualquier instalación para asegurar la prestación adecuada del servicio.

Los servicios complementarios obligatorios serán prestados por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación. Los procedimientos de operación del sistema correspondientes determinarán las condiciones de participación de instalaciones obligadas a la prestación de los servicios complementarios, incluyendo en su caso, las condiciones de contratación o de compensaciones apropiadas en el caso de no contar con el equipamiento adecuado.

Artículo 14. Mercado de servicios complementarios.

1. Los mercados de servicios complementarios y de gestión de desvíos incluirán todos aquellos que, teniendo carácter potestativo presenten condiciones para ser prestados en condiciones de mercado.

Los titulares de instalaciones habilitados para la prestación de servicios complementarios de carácter potestativo y de gestión de desvíos podrán realizar ofertas al operador del sistema, haciendo constar los conceptos, cantidades y precios ofertados.

2. A la vista de las ofertas, el operador del sistema procederá a la asignación de las mismas, cuando así sea necesario, y determinará la retribución aplicable de los servicios efectivamente prestados, de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de operación del sistema correspondientes.

Artículo 13.—Servicios complementarios.

1. Se entiende por servicios complementarios aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio. Los servicios complementarios pueden tener carácter obligatorio o potestativo. El operador del sistema, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, determinará qué servicios complementarios tienen la consideración de obligatorios y cuáles la de potestativos.

2. Se considerarán servicios complementarios obligatorios aquellos con los que necesariamente haya de contar cualquier instalación para asegurar la prestación adecuada del servicio.

Los servicios complementarios obligatorios habrán de ser contratados directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación, en el caso de no

contar con el equipamiento adecuado. El contrato será comunicado al operador del sistema, que certificará mensualmente los servicios complementarios efectivamente prestados en ejecución de dicho contrato y se liquidarán por las partes al precio que hubieran pactado

Artículo 14.—Mercado de servicios complementarios.

1. El mercado de servicios complementarios incluirá todos aquellos que, teniendo carácter potestativo, el operador del sistema considere necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema referido a cada sesión del mercado de producción.

Una vez conocido el programa diario base, y dentro del mismo día en el que se celebró la correspondiente sesión del mercado diario, los titulares de instalaciones que presten servicios complementarios de carácter potestativo podrán realizar ofertas al operador del sistema para cada período de programación, haciendo constar los conceptos, cantidades y precios ofertados.

2. A la vista de las ofertas, el operador del sistema determinará el precio marginal de los servicios complementarios para cada período de programación con el mismo procedimiento previsto para el mercado diario, así como el orden de entrada en funcionamiento de las instalaciones correspondientes, incorporando el resultado en la definición del programa diario viable, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del presente Real Decreto.

3. La retribución de los servicios complementarios potestativos a aquellos cuyas ofertas hubieran sido casadas se realizará al precio marginal y en función del servicio efectivamente prestado.

Diez. Se modifican el primer párrafo del apartado 1 y el apartado 3 del artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedan redactado de la siguiente forma:

“1.El programa diario base será comunicado por el operador del mercado a los agentes del mercado y al operador del sistema, quien, a la vista del mismo, determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a su ejecución, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar, para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

3. El programa resultante de la resolución de las restricciones técnicas se denominará programa diario viable y será comunicado por el Operador del Sistema a los agentes que actúen en el mismo en el plazo que se establezca en los procedimientos de operación.”

Once. Se modifican los apartados 1, 2, 3 y 4 del artículo 14 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedarán redactados de la siguiente forma:

“1. Los mercados de servicios complementarios y de gestión de desvíos incluirán todos aquellos que, teniendo carácter potestativo, el operador del sistema considere necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema eléctrico.

Una vez elaborado el programa diario base de funcionamiento y dentro del mismo día en el que se celebró la correspondiente sesión del mercado diario, los titulares de instalaciones habilitados para la prestación de servicios complementarios de carácter potestativo y de gestión de desvíos podrán realizar ofertas al operador del sistema para cada período de programación, haciendo constar los conceptos, cantidades y precios ofertados.

2. A la vista de las ofertas, el operador del sistema procederá a la asignación de las mismas, cuando así sea necesario, y determinará el precio marginal para cada período de programación de aquellos servicios complementarios y de gestión de desvíos en los que así sea aplicable, así como el orden de entrada en funcionamiento de las instalaciones correspondientes, incorporando el resultado en los programas operativos correspondientes.

3. La retribución de los servicios complementarios potestativos a aquéllos cuyas ofertas hubieran sido asignadas se realizará al precio marginal y en función del servicio efectivamente prestado.

4. Los mecanismos de imputación y retribución de los servicios complementarios y de gestión de desvíos serán establecidos mediante los correspondientes procedimientos de operación. El coste de los servicios complementarios se imputará sólo a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español.”

Doce. Se modifican el apartado 2 del artículo 15 del Real Decreto 2019/1997.

La modificación propuesta adapta la redacción dada en 1997 a las posibilidades de contratación bilateral establecidas con el Real Decreto Ley 6/2000. Sin embargo, el texto propuesto puede dar lugar a interpretaciones al no quedar claro si para participar en el mercado intradiario es necesario ser, en cualquier caso, agente del mercado diario. Tal condición resulta necesaria, para que las transacciones el mercado intradiario queden adecuadamente cubiertas por el sistema de garantías previsto para este mercado.

Se propone modificar el primer y tercer párrafos propuestos de la forma siguiente:

Podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes que hubieran participado en la sesión correspondiente del Mercado Diario.

Igualmente podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes que previamente tuviesen energía

programada a través de un contrato bilateral de venta o adquisición de energía eléctrica para las horas comprendidas en la sesión correspondiente del mercado intradiario en que participen, sin necesidad de haber participado previamente en la sesión correspondiente del mercado diario.

Asimismo se propone añadir un párrafo al final de dicho punto:

En todo caso, para participar en el mercado intradiario los sujetos habrán de ser agentes del Mercado Diario de producción.

Artículo 15.—Mercado intradiario.

2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, que hubieran participado en la sesión correspondiente.

Doce. Se modifica el apartado 2 del artículo 15 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas en el mercado diario de producción y que hubieran participado en la sesión correspondiente.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, las unidades de producción que hubieran estado indisponibles con anterioridad al cierre del mercado diario de producción y que hubieran recuperado su disponibilidad, podrán presentar ofertas de venta en la sesión correspondiente del mercado intradiario.

Igualmente podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes del mercado que previamente tuviesen suscrito un contrato bilateral de venta o de adquisición de energía eléctrica para las horas comprendidas en la sesión correspondiente del mercado intradiario en que participen, sin necesidad de haber participado previamente en la sesión correspondiente del mercado diario”.

Catorce. Se modifica el artículo 17 del Real Decreto 2019/1997

El apartado 3 recoge la composición del precio a pagar por los desvíos, que incluye el coste de los servicios de ajuste el sistema junto con un recargo que tendrá la condición de ingreso liquidable.

De la redacción presentada no se comprende el objeto ni el origen de dicho recargo. Resulta lógico que el precio a pagar por los desvíos sea superior al coste de la energía adquirida en los mercados, teniendo en cuenta que los desvíos son responsables en mayor medida del uso de servicios de ajuste del sistema. Sin embargo, no se comprende que el precio de los desvíos sea superior al coste de la energía y de los servicios del sistema que hayan sido necesarios para resolverlos. Cuestión diferente es que el precio de los desvíos se calcule ex-ante o ex-post o que se aplique como un recargo sobre el precio de la energía. En opinión de esta Comisión sería preferible eliminar este punto 3 del artículo y dejar la formulación concreta del precio de desvíos a los procedimientos de operación del sistema.

Artículo 17.—Programación horaria final.

1. La programación horaria final es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario.
2. Los desvíos de generación y consumo que surjan a partir del cierre de la programación horaria final se gestionarán mediante un procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de los servicios complementarios de regulación terciaria y secundaria.

Catorce. Se modifica el artículo 17 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 17. Programación horaria final.

1. La programación horaria final, que será puesta a disposición de los agentes por el operador del sistema, es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.
2. Los desvíos de generación y consumo que surjan a partir del cierre de la programación horaria final serán gestionados por el operador del sistema mediante un procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria.
3. El precio a pagar por los desvíos tendrá en cuenta el coste de los servicios de ajuste del sistema y de la garantía de potencia, así como un recargo que tendrá la consideración de ingreso liquidable a los efectos del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los

costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.”

5.3. TERCERO. Modificación del capítulo III del RD 2019/1997

Uno. Se modifica el artículo 19 del Real Decreto 2019/1997

Debería preverse la determinación de las cuantías de las garantías que sea necesario prestar en la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física. A tal efecto debería modificarse la letra c del apartado 1 incluyendo que se presentarán las garantías que proceda conforme se desarrollo en las reglas de funcionamiento de los mercados de ajuste.

Artículo 19.—Contratos bilaterales físicos.

1. Los consumidores cualificados o los agentes externos podrán formalizar con productores o agentes externos contratos bilaterales físicos de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán estar inscritos en el Registro Administrativo que corresponda, de acuerdo con su naturaleza.
2. Las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el mercado de producción, por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.

Uno. Se modifica el artículo 19 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 19. Contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física.

1. Los productores, autoproductores, agentes externos, distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados o sus representantes, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán:
 - a. Estar inscritos en el Registro Administrativo que corresponda, de acuerdo con su naturaleza o acreditar su calidad de representantes a través del correspondiente poder notarial.
 - b. Cumplir los requerimientos técnicos establecidos en los procedimientos de operación.
 - c. Prestar al operador del sistema las garantías que procedan.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulará la participación de los distribuidores en los contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física, así como los mecanismos que promuevan una gestión comercial eficiente por parte de éstos.

2. Las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el mercado diario de producción por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.”

Dos. Se modifica el artículo 20 del Real Decreto 2019/1997

En el punto 1, tercer párrafo, se prevé que una de las partes del contrato bilateral se haga cargo de todos los costes asociados. Esta opción, actualmente existente, complica enormemente la gestión de la información en la operación del sistema, obligando a distinguir las programaciones realizadas sobre una unidad entre sus diferentes formas de contratación. Tal opción resulta innecesaria en el momento que se permite la representación de los agentes, haciendo que los sujetos del mercado puedan actuar por sí mismos o a través de representantes. Se propone por tanto eliminar tal opción, haciendo que los costes correspondientes a cada unidad de programación sean asignados a sus correspondientes sujetos. Se considera además que lo que aparentemente debería ser una incentivación para la contratación bilateral con entrega física se pueda convertir en una serie continua de obstáculos para que libremente las partes puedan realizar su contrato de suministro

Para ello se propone eliminar el tercer párrafo del punto 1 que indica *“El contrato bilateral con entrega física deberá determinar la parte contratante que vendrá obligada”*.

Con respecto al punto 2, su contenido se encuentra ya recogido en el punto 1 anterior. Se propone su eliminación.

Pago de la prima del régimen especial

En el artículo 20.5 Características de los contratos bilaterales con entrega física, en relación a la contratación de régimen especial por un comercializador se establece:

“5. En el caso de que un comercializador o, en su caso, un distribuidor, contrate directamente con un productor en régimen especial, el comercializador o el distribuidor correspondiente le deberá pagar directamente la prima regulada que le corresponda por el tipo de instalación. La CNE liquidará al comercializador, y en su caso, al distribuidor, dicha prima mensualmente”.

Esta redacción no es coherente con lo establecido en los artículos 22.1 y 24 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en los que se establece que cuando el productor elija la opción a la que se refiere el artículo 22.1.b., la prima, el incentivo y los complementos correspondientes serán facturados y liquidados a la empresa distribuidora, ya que en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas que realiza la CNE no está previsto la participación directa de los comercializadores.

La CNE en su informe de 18 de abril de 2001 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se desarrollan los artículos 17,18 y 21 del Real Decreto–Ley 6/2000, de 23 de junio, que luego diera lugar al RD 841/2002, de 2 de agosto, en relación al pago de la prima de la energía contratada mediante las nuevas formas de contratación introducidas por el mencionado Real Decreto Ley, señalaba lo siguiente:

“Por sistemática normativa y a fin de reproducir el régimen general completo que establece el RDL 6/2000 con respecto a las instalaciones de régimen especial, es preciso incluir y desarrollar su Art. 21 en la propuesta de Real Decreto, especificando el mecanismo de liquidación de la prima en el caso de contratos de adquisición entre productores en régimen especial y comercializadores. ... La CNE propone involucrar al distribuidor en las liquidaciones de estas primas, sin que esta gestión le afecte en su labor de gestor de redes, como tampoco le afecta el cobro de las tarifas de acceso. La razón es que el sistema de liquidaciones pueda seguir teniendo control sobre este concepto de coste regulado, que se otorga por la energía vertida por el productor en régimen especial. Adicionalmente, con esta propuesta se equilibran los saldos de liquidación del distribuidor, que por una parte está encargado de cobrar las tarifas de acceso y por otra, de pagar las primas, minimizando con ello los flujos de las liquidaciones”.

Por lo tanto, al menos hasta que se definan las funciones del distribuidor como consecuencia de la transposición de la Directiva del mercado interior de la electricidad y se desarrolle con ello la figura del gestor de la red de distribución, por simplicidad, y coherencia con la regulación actual, es preferible, como ha sido puesto de manifiesto por algún miembro del Consejo Consultivo, mantener el sistema actual, en el que el pago de la prima se realiza por el distribuidor al comercializador, ya que aquel es sujeto de las liquidaciones de la CNE y no éste.

A estos efectos, se propone la siguiente redacción del mencionado artículo 20.5:

“5. En el caso de que un comercializador o, en su caso, un distribuidor, contrate directamente con un productor en régimen especial, el distribuidor correspondiente le deberá pagar directamente la prima, el incentivo y los complementos que le corresponda por el tipo de instalación. La CNE liquidará mensualmente al distribuidor, dicha prima, incentivo y complementos. “

Por otra parte, tal como ha manifestado esta Comisión en ocasiones anteriores, resulta conveniente, al menos en una fase inicial, establecer mecanismos de control de la contratación bilateral que permitan una transición controlada desde el modelo actual de mercado organizado cuasi-obligatorio hacia un modelo de contratación bilateral libre. Se reproduce a continuación las recomendaciones incluidas en la propuesta de Modelo de Organización del Mercado Ibérico realizada conjuntamente por la CNE y ERSE.

Limitación de la duración de los contratos bilaterales.

Se propone, en un primer momento, limitar a 2 años la duración máxima de los contratos bilaterales firmados, tanto entre productores y comercializadores, como entre éstos y los clientes finales. Con esto se pretende aumentar la liquidez del mercado a medio plazo y evitar que se produzcan contrataciones a muy largo plazo, con el efecto de cerrar el mercado a nuevos competidores cuando éstos todavía no han desarrollado actividades en el MIBEL. Además, de este modo se dota a la regulación de una mayor capacidad de actuación ante ineficiencias en el mercado. Según vaya evolucionando el mercado, se podrá ampliar el horizonte de contratación o, incluso, se podrán eliminar todas las restricciones.

Limitación a la contratación bilateral entre empresas del mismo grupo empresarial.

Para dotar de mayor liquidez al mercado, tanto organizado como bilateral, y evitar la posibilidad de fijar precios discriminatorios por los agentes dominantes, podrán eventualmente imponerse límites a la cantidad de energía contratada bilateralmente entre empresas del mismo grupo empresarial.

En relación con la limitación inicial de plazo de contratación debería establecerse para todos los agentes, facilitando la adopción de medidas de organización del mercado en función de la evolución del proceso de transición a la competencia.

En relación con la limitación de las posibilidades de contratación bilateral intragrupo, se considera que sería suficiente con extenderlas a los agentes dominantes, dotando a los agentes de menor tamaño de plena libertad de contratación bilateral. En este sentido, y al objeto de mantener una profundidad de negociación suficiente en el mercado organizado, podría establecerse la obligación sobre los comercializadores pertenecientes a operadores dominantes de contratar en mercado al menos el 20% de la energía destinada a sus clientes en la Península Ibérica, en cada período de programación.

Artículo 20.—*Características de los contratos.*

1. Los contratos bilaterales físicos deberán identificar las unidades de producción afectas a su cumplimiento y el consumo previsto y habrán de tener una duración mínima de un año.

El contrato bilateral físico deberá determinar la parte contratante que vendrá obligada a satisfacer los pagos que corresponda por servicios complementarios potestativos, por peajes, por costes permanentes del sistema, por los costes de seguridad y diversificación, incluidos los correspondientes a la moratoria nuclear y aquellos otros costes que puedan determinarse, de acuerdo con la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y sus normas de desarrollo.

2. Los contratos de esta naturaleza habrán de ser comunicados por las partes al operador del mercado y al operador del sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a fin de ser tomado en consideración para la determinación de los programas diarios.

3. El titular de una unidad de producción que haya celebrado un contrato bilateral físico, deberá participar, cuando lo solicite el operador del sistema, en el mercado de servicios complementarios y deberá cumplir, en todo caso, las restricciones que éste pueda establecer, sin que quepa discriminación alguna respecto del resto de los suministros que se realicen.

Dos. Se modifica el artículo 20 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 20. Características de los contratos bilaterales con entrega física.

1. El sujeto titular de un contrato bilateral con entrega física deberá comunicar al operador del sistema las unidades de producción y de adquisición afectas a su cumplimiento, así como la energía máxima objeto de la transacción bilateral. El sujeto titular de un contrato bilateral con entrega física comunicará diariamente la ejecución de dicho contrato bilateral a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, en la forma y medios que se establezcan en los procedimientos de operación. El contrato bilateral con entrega física deberá determinar la parte contratante que vendrá obligada a satisfacer los pagos que correspondan por servicios complementarios potestativos, por peajes, por costes permanentes del sistema, por los costes de seguridad y diversificación, incluidos los correspondientes a la moratoria nuclear, por garantía de potencia y aquellos otros costes que puedan determinarse, de acuerdo con la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y sus normas de desarrollo.

2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afecta a dichas cantidades habrán de ser comunicadas por las partes a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a fin de ser tomado en consideración para la determinación del programa diario base de funcionamiento.

3. El titular de una unidad de venta que haya celebrado un contrato bilateral con entrega física deberá prestar los servicios obligatorios del sistema y podrá participar, previa habilitación por el operador del sistema, en los mercados potestativos de servicios complementarios y de gestión de desvíos, debiendo cumplir, en todo caso, las restricciones que éste pueda establecer, sin que quepa discriminación alguna respecto del resto de los suministros que se realicen.

4. Los contratos de adquisición o venta de energía eléctrica firmados entre sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y empresas con sede fuera de España y/o Portugal autorizadas para la venta o adquisición de energía eléctrica, siempre que supongan un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de la Península Ibérica, deberán ser previamente autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas y comunicados a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

5. En el caso de que un comercializador o, en su caso, un distribuidor, contrate directamente con un productor en régimen especial, el comercializador o el distribuidor correspondiente le deberá pagar directamente la prima regulada que le corresponda por el tipo de instalación. La Comisión Nacional de Energía liquidará al comercializador, o en su caso al distribuidor, dicha prima mensualmente.

Esta participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física con productores en régimen especial será regulada por El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 del artículo 9.”

Tres. Se sustituye el artículo 21 del Real Decreto 2019/1997

El artículo, en su título y en el primer párrafo se refiere a los clientes cualificados. Dado que en la actualidad todos los clientes son cualificados, sería preferible

emplear directamente la palabra clientes y hacer referencia a su cualificación cuando sea necesario, facilitando con ello la comprensión de la norma.

Artículo 21.—Otras modalidades de contratación.

También podrán formalizarse contratos entre los consumidores cualificados y el resto de los agentes del mercado que, teniendo por objeto el suministro de energía eléctrica a través del mercado de producción, determinen su liquidación bien al precio del mercado o por diferencias con respecto a dicho precio. Los contratos de estas características que se suscriban deberán ser comunicados al operador del mercado especificando el período temporal a que se refieren, así como el sujeto con el cual ha de realizarse la liquidación del mercado de producción.

Tres. Se sustituye el artículo 21 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que se modifica, por la siguiente redacción:

“Artículo 21. Consumidores Cualificados.

1. No se inscribirán en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados los consumidores cualificados que no deseen actuar como sujetos en el mercado de producción.
2. Los consumidores cualificados estarán exentos de inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados cuando adquieran la energía eléctrica para su propio consumo a través de una empresa distribuidora o comercializadora.
3. Las empresas distribuidoras deberán llevar un listado detallado de los consumidores que ya hayan ejercido su condición de cualificados y de los que no la hayan ejercido. El listado será remitido anualmente a la Dirección General de Política Energética y Minas con los datos de nivel de tensión del suministro, identificación de la tarifa correspondiente, potencias contratadas, consumo mensual de los dos años anteriores y facturación de dicho periodo. Dicha información podrá remitirse por sistema telemático.”

5.4. CUARTO. Modificación del capítulo IV del RD 2019/1997

Uno. Se modifica el artículo 22 del Real Decreto 2019/1997

En el punto 3 se establece que corresponderá al operador del sistema la liquidación de los servicios de ajuste del sistema, el coste de la gestión de desvíos y la garantía de potencia. De tal redacción debe eliminarse la referencia a la gestión de desvíos, dado que ya está incluida en los servicios de ajuste del sistema:

3. Corresponde al operador del sistema llevar a cabo la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que den lugar los servicios de ajuste del sistema y la garantía de potencia

Por otra parte el Real Decreto Ley 5/2005 no ha establecido la competencia para la realización de las liquidaciones de desvíos correspondientes a meses anteriores a de julio de 2005. A este respecto sería conveniente que en el Real Decreto que lo desarrolla se estableciera con claridad la responsabilidad de su realización bien por el operador del sistema, bien por el operador del mercado, para evitar la indefinición de responsabilidades y posibles conflictos.

En cuanto a quién debe asignarse esta tarea, por una parte, la continuidad de las operaciones de liquidación relativas a un mismo período de programación recomendaría su mantenimiento en el operador del mercado. Por otra, la clara sinergia existente en la realización por un mismo equipo del conjunto de liquidaciones de desvíos, recomendaría su traspaso al operador del sistema. En este sentido, la forma en que esté previsto realizar el traspaso de competencias entre ambos operadores determinará la solución más adecuada.

Artículo 22.—Responsabilidad de la liquidación.

1. Corresponde al operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, con la colaboración del operador del sistema, llevar a cabo la liquidación y comunicación

de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que dé lugar el mercado de producción de electricidad.

2. Se entenderá por liquidación el proceso mediante el cual el operador del mercado determina el precio e importe final a pagar por el comprador y el precio e importe a percibir por los vendedores.

Cinco. Se modifica el artículo 25 del Real Decreto 2019/1997

En el punto 3 se establece que los operadores del mercado y del sistema podrán exigir las garantía correspondientes. La provisión de garantías no debe ser una cuestión potestativa de los operadores, sino una obligación de los mismos, por lo que se propone modificar la redacción en este sentido. También en este punto, sin perjuicio de que se puedan crear en un futuro cámaras de compensación para

practicar las liquidaciones, se entiende que mientras estas no se creen debe suprimirse el concepto de liquidación indirecta.

En el mismo punto 3 se prevé la notificación de las liquidaciones. Este aspecto venía recogido en la redacción actual del Real Decreto para establecer los plazos en los que debía realizarse. En la propuesta actual dichos plazos quedan abiertos a lo que se define en reglas del mercado y procedimientos de operación, lo que parece adecuado. Sin embargo, una vez eliminado tal indicación temporal la referencia a la notificación carece de sentido, por lo que se propone su eliminación.

Realizadas las modificaciones propuestas, el punto 3 quedaría como sigue:

El operador del mercado y el operador del sistema liquidarán ~~directa~~—o indirectamente las obligaciones de pago y los derechos de cobro definidos en los apartados anteriores y exigirán las correspondientes garantías.

Artículo 25.—Procedimiento y plazos de liquidación.

1. Realizados los suministros de energía eléctrica considerados en el horizonte de programación del mercado diario, el operador del sistema facilitará al operador del mercado la información relativa a las producciones y los consumos efectivamente realizados, identificando cantidad de energía, agentes y otros componentes de precio que sean necesarios.

A estos efectos se considerarán las medidas obtenidas de acuerdo con lo establecido en el Reglamento que regule los puntos de medida, así como en los procedimientos de operación y reglas de funcionamiento del mercado establecidos.

2. Con los datos recibidos y con la colaboración del operador del sistema, el operador del mercado determinará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a cada período de programación, y lo comunicará a los agentes del mercado en un plazo máximo de tres días.

Conocido el resultado de la liquidación los agentes podrán, en un plazo de tres días, presentar las reclamaciones que consideren oportunas.

El operador del mercado dispondrá de un plazo de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas, finalizado el cual llevará a cabo una anotación en cuenta provisional en un registro que tendrá a tal efecto para cada agente participante en el mercado de producción de energía eléctrica.

3. Mensualmente, el operador del mercado remitirá nota de abono o de cargo comprensiva de los derechos y obligaciones correspondientes a ese período a los agentes que hubieran realizado transacciones en el mercado de producción. Antes del día 15 de cada mes, los obligados al pago deberán hacerlo efectivo en la cuenta bancaria que designe el operador del mercado.

4. El operador del mercado notificará a la entidad titular de la cuenta en que los pagos han de realizarse los vendedores a quienes corresponde el cobro y el importe a satisfacer a cada uno de ellos.

Cinco. Se modifica el artículo 25 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 25. Procedimiento y plazos de liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad.

1. Realizadas las casaciones de energía eléctrica consideradas en el horizonte de programación del mercado diario, el operador del mercado determinará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a cada período de programación, y lo comunicará a los correspondientes agentes del mercado diario e intradiario de producción de acuerdo con las normas de funcionamiento del mercado.

Realizados los suministros de energía eléctrica considerados en el horizonte de programación del mercado diario, el operador del sistema determinará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a cada período de programación, y lo comunicará a los sujetos del mercado de producción de acuerdo con los procedimientos de operación.

Conocidos los resultados de las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad los sujetos podrán, en un plazo de tres días, presentar las reclamaciones que consideren oportunas.

El operador del mercado y el operador del sistema dispondrán de un plazo de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas, finalizado el cual llevarán a cabo una anotación en cuenta provisional en un registro que tendrán a tal efecto para cada sujeto del mercado de producción de energía eléctrica.

2. El operador del mercado y el operador del sistema remitirán nota de abono o de cargo comprensiva de los derechos y obligaciones correspondientes a los agentes del mercado diario de producción y a los sujetos del mercado de producción respectivamente que hubieran realizado transacciones de acuerdo con las normas de funcionamiento del mercado y con los procedimientos de operación, respectivamente.

Los obligados al pago deberán hacerlo efectivo en la cuenta bancaria que designe cada operador de acuerdo en los plazos que se establezcan en las citadas normas y procedimientos.

3. El operador del mercado y el operador del sistema podrán liquidar directa o indirectamente las obligaciones de pago y los derechos de cobro definidos en los apartados anteriores, y podrán exigir las correspondientes garantías. Si la liquidación la realizan directamente, notificarán a la entidad titular de la cuenta en la que hayan de realizarse los pagos, los vendedores a quienes corresponde el cobro y el importe a satisfacer a cada uno de ellos. Esta función la podrán realizar de forma indirecta a través de terceros.”

5.5. QUINTO. Modificación del capítulo V del RD 2019/1997

Uno. Se modifica el artículo 27 del Real Decreto 2019/1997

En el punto 3, se prevé que el operador del mercado pueda proponer al Ministerio de Industria Turismo y Comercio para su aprobación las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario, y lo mismo se prevé en el artículo 31.1 para el operador del sistema en relación con los procedimientos de operación. A este respecto esta Comisión considera adecuado que el Ministerio se reserve explícitamente la posibilidad de aprobar reglas y procedimientos a iniciativa propia o de esta Comisión, sin requerir propuesta de los operadores. Se reproduce a continuación lo que la CNE señaló con ocasión del informe sobre el borrador del proyecto de protocolo relativo al mercado ibérico de la energía eléctrica, de junio de 2004, que se considera plenamente vigente:

“Propuesta de Reglas de Mercado y Procedimientos de Operación:

Se considera que la regulación actual del mercado español, que prevé que las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación sean propuestos respectivamente por el Operador del Mercado y del Sistema, es adecuada en términos generales. Sin embargo, la experiencia acumulada pone de manifiesto que no siempre tales propuestas se producen con la debida diligencia, incluso cuando son solicitadas por el propio Ministerio o por la Comisión Nacional de Energía, permitiendo que permanezcan vigentes reglas claramente obsoletas y/o ineficientes. Para evitar estas situaciones, y como mecanismo excepcional, debería recogerse expresamente la posibilidad de que dichas Reglas y Procedimientos sean revisadas a iniciativa del propio Ministerio, a propuesta, en su caso, de la CNE e incluso que para determinados procedimientos eminentemente técnicos sea la CNE quien los apruebe.”

Artículo 27.—Funciones del operador del mercado.

1. Corresponde al operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado diario y del mercado intradiario de producción de energía eléctrica, así como las que le asigna el presente Real Decreto en materia de liquidación.

2. En particular, además de las funciones específicamente señaladas en el artículo 33 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, corresponde al operador del mercado:

- a) La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado de producción.
- b) La presentación para su aprobación de las modificaciones del contrato de adhesión a que se refiere el párrafo b) del artículo 4.
- c) La exigencia a los agentes del mercado de acreditar el cumplimiento de las condiciones a que se refiere el artículo 4 del presente Real Decreto.
- d) Poner a disposición de los agentes del mercado, en un período máximo de treinta días, la información relativa a las operaciones casadas y a las ofertas de venta y adquisición no casadas en cada una de las sesiones.
- e) Publicar en medios de difusión nacional aquella información que, teniendo carácter público, se considere de interés general.
- f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercados, de acuerdo con las normas aplicables.
- g) Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la compañía, establecidas en el artículo 33.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.
- h) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.
- i) Elaborar y hacer público el código de conducta del operador del mercado.
- j) Cuantas otras funciones le sean asignadas por las normas de desarrollo de la Ley del sector eléctrico.

3. El operador del mercado podrá proponer al Ministerio de Industria y Energía para su aprobación las reglas de funcionamiento del mercado de producción que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el presente Real Decreto normas de desarrollo, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Uno. Se modifica el artículo 27 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 27. Funciones del operador del mercado.

1. Corresponde al operador del mercado, la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado diario y del mercado intradiario de producción de energía eléctrica, así como las que le asigna el presente Real Decreto en materia de liquidación.

2. En particular, además de las funciones específicamente señaladas en el artículo 33 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, corresponde al operador del mercado:

- a) La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado diario e intradiario de producción.
 - b) La presentación para su aprobación de las modificaciones del contrato de adhesión a que se refiere el párrafo a) del apartado 1 del artículo 7.
 - c) La exigencia a los agentes del mercado diario de producción de acreditar el cumplimiento de las condiciones a que se refiere el artículo 7 del presente Real Decreto.
 - d) Poner a disposición de los agentes del mercado diario de producción, la información relativa a las operaciones casadas y a las ofertas de venta y adquisición no casadas en cada una de las sesiones del mercado diario e intradiario.
 - e) Calcular y publicar los índices de precios medios de la energía con carácter horario para lo cual, el operador del sistema le remitirá la información necesaria sobre los servicios que éste último gestiona. Asimismo publicará por vía telemática la información relevante en los términos previstos en el artículo 28 del Real Decreto-Ley, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, modificado por el artículo vigésimo del Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.
 - f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercado diario de producción, de acuerdo con las normas aplicables.
 - g) Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la compañía, establecidas en el artículo 33.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.
 - h) Comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía cualquier comportamiento de los agentes del mercado diario de producción que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.
 - i) Elaborar y hacer público el código de conducta del operador del mercado.
 - j) Cuantas otras funciones le sean asignadas por las normas de desarrollo de la Ley del sector eléctrico.
 - k) Comunicar a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad todas las altas, bajas y modificaciones de agentes y, en su caso unidades de oferta, con la antelación suficiente para la adecuada actualización de los sistemas de información.
3. El operador del mercado podrá proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su aprobación las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el presente Real Decreto y demás

normas de desarrollo, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.”

Dos. Se modifica el artículo 28 del Real Decreto 2019/1997

La redacción de los artículo 1 y 2 puede llevar a confusión sobre las funciones encomendadas al Comité de Agentes en cuanto a su capacidad de propuesta y seguimiento del funcionamiento de los mercados. Se propone la siguiente redacción alternativa:

1. El Comité de agentes del mercado diario de producción se configura como un órgano que tiene por objeto la supervisión del funcionamiento de la gestión del mercado diario e intradiario de producción y la propuesta al operador del mercado de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción.

2. Serán funciones específicas del Comité de Agentes del Mercado diario de producción las siguientes:

- a) Realizar el seguimiento del funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.*
- b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado diario e intradiario.*
- c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiario de producción.*

Artículo 28.—Comités de agentes del mercado.

1. El Comité de agentes del mercado se configura como un órgano que tiene por objeto la supervisión del funcionamiento de la gestión económica del sistema y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mercado de producción.

2. Serán funciones específicas del Comité de agentes del mercado las siguientes:

- a) Supervisar el funcionamiento del mercado de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.*
- b) Conocer, a través del operador del mercado y del operador del sistema, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado y del sistema.*

- c) Proponer al operador del mercado las reglas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa del mercado.
- d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.
- e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos de la gestión económica del sistema que permitan analizar el nivel de competencia del mercado de producción de energía eléctrica.
- f) Aquellas otras funciones que le asignen las normas de desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

Dos. Se modifica el artículo 28 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 28. Comité de agentes del mercado diario de producción.

1. El Comité de agentes del mercado diario de producción se configura como un órgano que tiene por objeto la supervisión del funcionamiento de la gestión del mercado diario e intradiario de producción y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción

2. Serán funciones específicas del Comité de agentes del mercado diario de producción las siguientes:

- a) Supervisar el funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.
- b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado diario e intradiario.
- c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiario de producción.
- d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.
- e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos que permitan analizar el nivel de competencia del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.
- f) Aquellas otras funciones que le asignen las normas de desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico”.

Tres. Se modifica el artículo 29 del Real Decreto 2019/1997

Se considera que podría infringirse la ley al remitir el desarrollo de la composición del Comité de Agentes a las reglas de funcionamiento del mercado cuando la ley establece que se desarrollará su composición de forma reglamentaria.

Artículo 29.—Composición del Comité de agentes del mercado.

1. El Comité de agentes del mercado estará integrado por los siguientes miembros:

- a) Cinco representantes de los productores en régimen general.
- b) Un representante de los autoprodutores.
- c) Dos representantes de los productores en régimen especial.
- d) Cuatro representantes de los distribuidores.
- e) Dos representantes de los comercializadores.
- f) Dos representantes de los consumidores cualificados.
- g) Un representante del operador del mercado.
- h) Un representante del operador del sistema.

El Presidente y el Secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de agentes del mercado entre sus miembros.

2. Los Vocales serán designados por las Asociaciones más representativas de los sujetos que integran el Comité, atendiendo al volumen de energía por ellos negociada, que lo comunicarán al operador del mercado para formalizar su nombramiento por un período de dos años.

El cargo de miembro del Comité de agentes del mercado no será remunerado.

3. El Comité de agentes del mercado aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria y procedimiento de adopción de acuerdos.

Tres. Se modifica el artículo 29 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 29. Composición del Comité de agentes del mercado diario de producción.

1. El Comité de agentes del mercado diario de producción estará integrado por los miembros que definan las reglas de funcionamiento del mercado y dará adecuada representación a todos los agentes que participen en el mercado diario de producción y a los operadores del sistema en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

El Presidente y el Secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de agentes del mercado diario de producción entre sus miembros.

2. El cargo de miembro del Comité de agentes del mercado diario de producción no será remunerado.

3. El Comité de agentes del mercado diario de producción aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria, procedimiento de adopción de acuerdos, y la periodicidad para la renovación de sus miembros.”

5.6. SEXTO. Modificación del capítulo VI del RD 2019/1997

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997

Ver el comentario realizado sobre el artículo 27, donde se recoge la función análoga del operador del mercado.

Artículo 31.—*Procedimientos de operación.*

1. El operador del sistema presentará para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“1. El operador del sistema podrá proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía”.

Tres. Se modifican el apartado 2 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997

No existen los puntos r y s que se indica en el título que se añaden.

5.7. SÉPTIMO. Modificación del capítulo VII del RD 2019/1997

Uno. Se modifica el artículo 34 del Real Decreto 2019/1997

Los apartados 4 y 5 prevén que los agentes externos puedan participar en el mercado de producción de energía eléctrica en las mismas condiciones y que los agentes nacionales y a través de cualquiera de las modalidades de contratación.

Tal redacción, de todo punto positiva, puede chocar en su literalidad con la mayoría de las soluciones para la gestión de congestiones en las interconexiones. Dado que la gestión de las interconexiones ha de ser en todo caso acordada con los países vecinos, se propone relajar lo dispuesto en este apartado, dejando el detalle de la forma de participación de los agentes externos al desarrollo previsto en el punto 6

por el MINTC. Para ello se propone eliminar el punto 5 y dar la siguiente redacción al punto 4:

4. Una vez obtenida la autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el agente externo podrá participar en el mercado de producción de energía eléctrica, siempre que se inscriba en el registro correspondiente y cumpla con la normativa exigible.

Por otra parte, el punto 7 establece el reparto de funciones en la gestión de las interconexiones internacionales, que podrá asignarse reglamentariamente al operador del sistema. Dado que tal gestión deberá ser siempre resultado de un acuerdo con el país vecino, no se considera conveniente establecer de antemano y con precisión la manera en que cada interconexión será gestionada. Además lo dispuesto en este punto puede resultar inapropiado, dado que prevé que al operador del sistema se le pueda asignar tal función a través de reglamento, cuando lo previsto es que el mecanismo de gestión de una interconexión se establezca a través de orden ministerial.

En consecuencia se propone modificar el texto del punto 7 con la siguiente redacción:

7. El operador del sistema será el responsable de coordinar con los operadores de los sistemas externos interconectados, la información relativa a la ejecución de los programas de intercambios internacionales. En dicha tarea actuará en coordinación con el operador del mercado cuando el mecanismo de reparto de la capacidad disponible así lo prevea.

El operador del sistema será responsable asimismo de la medida de los flujos de energía que se realicen a través de las interconexiones internacionales.

Artículo 34.—Intercambios de energía.

1. Los agentes del mercado podrán establecer libremente intercambios intracomunitarios e internacionales de energía de acuerdo con las condiciones que se establecen en el presente Real Decreto y sus disposiciones de desarrollo.
2. Cualquier productor, distribuidor, consumidor o comercializador externo al Sistema Eléctrico podrá solicitar al Ministerio de Industria y Energía que autorice su participación como agente externo en el mercado de electricidad.

3. Las autorizaciones a los agentes externos intracomunitarios se otorgarán en términos reglados por el Ministerio de Industria y Energía, que podrá denegarla sólo si en el país de establecimiento del agente externo no se cumple la condición de reciprocidad, de acuerdo con el artículo 13.2 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.
4. Una vez obtenida la autorización del Ministerio de Industria y Energía, el agente externo podrá participar en el mercado de producción de energía eléctrica como cualquier agente del mercado, siempre que se inscriba en el Registro Administrativo correspondiente, se adhiera a las reglas y condiciones de funcionamiento del mercado establecido por el operador del mercado y el operador del sistema, acepte las condiciones particulares que establezca el Ministerio, debido a su condición de sujeto exterior y cumpla con la normativa exigible.
5. Las importaciones intracomunitarias podrán canalizarse a través de cualquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.
6. El Ministerio de Industria y Energía determinará los aspectos técnicos y económicos de la integración de los intercambios intracomunitarios e internacionales en el mercado de producción con criterios no discriminatorios, objetivos y transparentes respecto a los agentes nacionales.
7. El operador del sistema será el responsable de coordinar con los operadores de otros países, la información relativa a los intercambios internacionales que se estén llevando a cabo, así como la medida de los flujos de energía que se realicen a través de las interconexiones internacionales. En dicha tarea, el operador del sistema actuará en coordinación con el operador del mercado, al que le transmitirá la información resultante.
8. En aplicación del artículo 10.2.a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, el Gobierno podrá prohibir operaciones de exportación concretas, incluso intracomunitarias, que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.

Uno. Se modifica el artículo 34 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 34. Intercambios de energía.

1. Los sujetos del mercado de producción a que se refiere el artículo 13 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, podrán establecer libremente Intercambios intracomunitarios e internacionales de energía de acuerdo con las condiciones que se establecen en el presente Real Decreto y sus disposiciones de desarrollo.
2. Cualquier productor, autoprodutor, distribuidor, consumidor o comercializador que tenga su sede fuera del ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, podrá solicitar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que autorice su participación como agente externo en el mercado de electricidad.
3. Las autorizaciones a los agentes externos intracomunitarios se otorgarán en términos reglados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, quién podrá

denegarlas sólo si en el país de establecimiento del agente externo no se cumple la condición de reciprocidad, de acuerdo con el artículo 13.2 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

4. Una vez obtenida la autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el agente externo podrá participar en el mercado de producción de energía eléctrica como cualquier sujeto del mercado, siempre que se inscriba en el Registro Administrativo correspondiente y cumpla con la normativa exigible.

5. Las importaciones intracomunitarias podrán canalizarse a través de cualquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

6. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determinará los aspectos técnicos y económicos de la integración de los intercambios intracomunitarios e internacionales en el mercado de producción con criterios no discriminatorios, objetivos y transparentes.

7. El operador del sistema será el responsable de coordinar con los operadores de los sistemas externos interconectados, la información relativa a la ejecución de programas de intercambios internacionales. El operador del sistema será responsable asimismo de la medida de los flujos de energía que se realicen a través de las interconexiones internacionales. También podrá, cuando así se establezca reglamentariamente, gestionar la utilización comercial de las interconexiones internacionales. En dicha tarea, el operador del sistema actuará en coordinación con el operador del mercado diario, al que transmitirá la información resultante.

8. En aplicación del artículo 10.2.a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, el Gobierno podrá prohibir operaciones de exportación concretas, incluso intracomunitarias, que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.”

Dos. Se modifica el artículo 35 del Real Decreto 2019/1997

Los puntos 3 y 4 establecen los servicios por los que deben pagar las transacciones intracomunitarias e internacionales.

En primer lugar se crea un concepto de tránsito que, en opinión de esta Comisión, no debe aparecer dado que su consideración podría obligar a emplear sistemas de gestión coordinados entre sí en las distintas interconexiones, complicando la posibilidad de alcanzar acuerdos con cada uno de los países vecinos y complicando innecesariamente los propios mecanismos de gestión de las interconexiones.

En segundo lugar, en cuanto a los conceptos que deben quedar exentos de pago por las exportaciones de energía, no deben figurar todos los servicios de ajuste dado que podrían aparecer desvíos cuando por cualquier motivo no se obtengan los

permisos de los dos operadores involucrados o cuando sea necesario reducir programas a través de mecanismo excepcional de resolución, al menos mientras no se cambie el actual sistema de gestión de las interconexiones. Además de los costes señalados, debe exceptuarse a estas transacciones del pago de pérdidas en la compra de energía en mercado, en coherencia con lo dispuesto por el Reglamento nº 1228/2003 de 26 de junio de 2003, de la Unión Europea sobre transacciones transfronterizas. El texto del apartado 3 quedaría como sigue:

Las exportaciones a países comunitarios no pagarán costes por garantía de potencia, ni los servicios de ajuste, excepto los correspondientes a los desvíos en que puedan incurrir. Tampoco se aplicarán coeficientes de pérdidas en la liquidación de la energía de estas transacciones en el mercado.

Los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica a países no comunitarios habrán de abonar los costes del sistema y las pérdidas que les correspondan.

Artículo 35.—Régimen retributivo aplicable a los intercambios intracomunitarios e internacionales.

1. El régimen retributivo aplicable a los intercambios intracomunitarios e internacionales deberá ser desarrollado mediante Orden ministerial, respetando los principios de competencia, transparencia y no discriminación que han de regir el mercado de producción de energía eléctrica.
2. Los cobros y pagos correspondientes a la energía exportada e importada respectivamente se basarán en los mecanismos similares aplicados para los agentes del mercado nacionales, mediante su asimilación a una venta o a una compra de electricidad.
3. Todo consumidor nacional, independientemente del origen de la energía recibida, deberá pagar los costes por garantía de potencia, costes de seguridad, abastecimiento y costes permanentes en la cuantía que se haya establecido.
4. Los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica habrán de abonar los peajes y los costes permanentes del sistema que proporcionalmente les correspondan.
5. Los pagos y cobros relativos a la garantía de potencia se realizarán según se especifica en el presente Real Decreto y en las normas de desarrollo que se dicten al efecto.

Dos. Se modifica el artículo 35 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“Artículo 35. Régimen retributivo aplicable a los intercambios intracomunitarios e internacionales.

1. El régimen retributivo aplicable a los cobros y pagos correspondientes a la energía intercambiada con otros sistemas eléctricos deberá ser desarrollado mediante Orden Ministerial, respetando los principios de competencia, transparencia y no discriminación que han de regir el mercado de producción de energía eléctrica.

2. Todo consumidor nacional, independientemente del origen de la energía recibida, deberá pagar los costes por garantía de potencia, costes de seguridad, abastecimiento y costes permanentes en la cuantía que se haya establecido.

3. Los tránsitos a través del sistema eléctrico español y las exportaciones a países comunitarios no pagarán costes por garantía de potencia, costes de seguridad y abastecimiento ni los servicios de ajuste.

4. Los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica a países no comunitarios habrán de abonar los costes del sistema que proporcionalmente les correspondan.

5. Los pagos y cobros relativos a la garantía de potencia se realizarán según se especifica en el presente Real Decreto y en las normas de desarrollo que se dicten al efecto.”

5.8. NOVENO. Adición de una disposición transitoria décima del RD 2019/1997

La nueva Disposición Transitoria establece un plazo de 6 meses para el cumplimiento de los requisitos exigibles en los procedimientos de operación. No deja de resultar extraño que se prevea tal período transitorio cuando los incumplimientos se deben referir, en general, a procedimientos que llevan bastante más tiempo en vigor. Si existen tales incumplimientos lo procedente es su denuncia por parte del operador del sistema y la aplicación del régimen sancionador correspondiente.

Noveno. Adición una disposición transitoria décima al Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Se añade una disposición transitoria décima al Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedará redactada de la siguiente forma:

“Disposición transitoria décima. Plazos para el cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos en los procedimientos de operación.

Todos aquellos titulares de unidades de producción participantes en el mercado diario o afectos a contratos bilaterales con entrega física, que a la entrada en vigor de este Real Decreto no cumplan los requerimientos técnicos establecidos en los procedimientos de operación, dispondrán de un periodo máximo de 6 meses para acreditar ante el operador del sistema el cumplimiento de estos requerimientos. En caso de que una vez transcurrido este plazo persistan los incumplimientos, el operador del sistema informará a este respecto al Ministerio de Industria Turismo y Comercio y, en su caso, al órgano competente de la Comunidad Autónoma, a fin de que instruya el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro administrativo correspondiente.”

6. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 1955/2000.

6.1. Primero. Racionalización del desarrollo de las instalaciones de distribución.

En este apartado se recogen sendas modificaciones del artículo 45 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en aras a evitar las denominadas distribuciones en “cascada”, preservando la obligación de extensión de las redes por el distribuidor existente en la zona, todo ello de acuerdo con lo establecido en el Artículo vigésimo primero sobre *Racionalización de los costes del sector eléctrico*, del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, y con el mandato trigésimo segundo.2 del Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, en cuyas disposiciones esta Comisión no ha tenido ocasión de participar.

Al respecto, esta Comisión entiende, tal y como ya ha tenido ocasión de manifestar en informes previos, que la adopción de dicha medida debería haberse pospuesto, al menos, hasta que queden establecidas en nuestro ordenamiento sobre la materia las funciones asignadas a los gestores de distribución de las diferentes zonas de distribución eléctrica en que pueda dividirse el territorio nacional.

Así mismo, entiende esta Comisión que, al definirse en el Real Decreto Ley 5/2005 el carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, ello debería conllevar que se desarrollase qué obligaciones tiene el distribuidor configurado legalmente como monopolio natural respecto a la construcción de nuevas infraestructuras necesarias para atender el suministro tanto de los consumidores finales como de los restantes clientes de dicho distribuidor. No aparece en la propuesta de Real Decreto que se informa, consideración alguna respecto a las posibles nuevas obligaciones que el carácter del monopolio natural de

derecho le correspondería realizar al distribuidor. A este respecto, entiende esta Comisión que con motivo de la transposición de la citada Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, habrá de realizarse una revisión completa de las obligaciones y derechos de los distribuidores en este nuevo entorno de monopolio natural de derecho.

No obstante todo lo anterior, y en relación con las modificaciones del artículo 45 que se informan, esta Comisión entiende, como ha sido puesto de manifiesto por algún miembro del Consejo Consultivo, que si bien dichas modificaciones van en la línea marcada por el Real Decreto Ley 5/2005 y por el Acuerdo del Consejo de Ministros, anteriormente referidos, las mismas no son suficientes.

Así, por un lado, esta Comisión considera que sería preciso modificar el artículo 60 sobre *Derecho de acceso a la red de distribución*, del Real Decreto 1955/2000, ello con el objeto de clarificar el derecho que asiste a los distribuidores a acceder a las redes de distribución, así como evitar que los distribuidores ejecuten directamente a su costa, es decir como titulares originales, infraestructuras eléctricas en zonas donde no estén ejerciendo previamente la actividad, burlándose con ello el espíritu de la reforma propuesta, ya que en estos casos no se produciría cesión alguna de instalaciones. Al respecto, esta Comisión propone la inclusión de un segundo párrafo en el apartado 1 del citado artículo 60 del Real Decreto 1955/2000, con el siguiente tenor:

“El derecho de acceso de los distribuidores a las redes de otros distribuidores, queda limitado a los casos en que sea preciso un aumento de la capacidad de interconexión con objeto de atender el crecimiento de la demanda, tanto si el mismo es debido a los actuales consumidores como si lo es por nuevos consumidores siempre con arreglo al criterio del mínimo coste para el sistema.”

Por otro lado, esta Comisión, en base a las múltiples consultas que se le han planteado por diversas Administraciones, asociaciones, empresas y consumidores, y sobre las que esta Comisión ha ido informando puntualmente a la Administración competente en cada caso, en algunas ocasiones adjuntando propuestas de modificación normativa, entiende necesario abordar una revisión más profunda del Capítulo II sobre *Acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro*, del Título III sobre *Distribución*, del reiterado Real Decreto

1955/2000, dentro del cual se enmarca el artículo 45, cuya modificación se recoge en la propuesta de Real Decreto que se informa.

Uno. En relación con la modificación propuesta del segundo párrafo del apartado 1 del artículo 45, relativo a suministros ubicados en suelo urbano con la condición de solar, esta Comisión entiende necesario acotar las responsabilidades de los solicitantes de un nuevo suministro, o la ampliación de uno ya existente, en lo que se refiere a la ejecución de las instalaciones de extensión, ante solicitudes de suministro en baja tensión que no superen los 100 kW con objeto de clarificar las actuaciones a efectuar por el solicitante y por la empresa distribuidora de forma compatible con lo dispuesto en el artículo 47.5, en el que se dispone que la reserva de local es para solicitudes superiores a 100 kW. Se propone, por tanto, de acuerdo con los comentarios realizados por miembros del Consejo Consultivo, elevar el límite establecido en el apartado 45.1.a de 50 a 100kW, quedando el artículo 45.1.a redactado en los siguientes términos:

“1. La empresa distribuidora que haya de atender un nuevo suministro o la ampliación de uno ya existente, estará obligada a la realización de las infraestructuras eléctricas necesarias cuando dicho suministro se ubique en suelo urbano que tenga la condición de solar, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

(a) Cuando se trate de suministros en baja tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 100 kW.

(b) Cuando se trate de suministros en alta tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 200 kW.

Cuando la solicitud de un nuevo suministro o la ampliación de uno ya existente supere los límites de potencia anteriormente señalados, el solicitante realizará a su costa la instalación de extensión necesaria, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente. En todos estos casos, las instalaciones de extensión serán cedidas a la empresa distribuidora existente en la zona, titular de las instalaciones a las que se conecta, sin que proceda el cobro

por el distribuidor de la cuota de extensión que se establece en el artículo 47 del presente Real Decreto.”

Dos. En relación con la modificación propuesta del apartado 6 del artículo 45, relativo a cesión de instalaciones y convenios de resarcimiento, esta Comisión entiende que el segundo de los párrafos propuestos debería ser modificado en el sentido de establecer que la comunicación por parte de los distribuidores de las instalaciones de distribución que han sido objeto de cesión y de las condiciones de la misma, debería incluirse, como un apartado adicional, en las Auditorias anuales que las empresas transportistas y distribuidoras deben remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a las inversiones en redes de transporte y distribución. Adicionalmente, estas instalaciones deberán quedar igualmente recogidas en el inventario de instalaciones de distribución a remitir por los distribuidores anualmente a la CNE, una vez se apruebe e implemente el nuevo modelo retributivo para la actividad de distribución de energía eléctrica.

En relación con el último párrafo de la propuesta, se entiende necesario modificar su redacción, como ha sido puesto de manifiesto por algún miembro del Consejo Consultivo, ya que el momento en que puede decidirse el menor coste no es en el momento de la cesión de instalaciones sino en el momento en que dichas instalaciones deben presupuestarse. Por tanto, se propone el siguiente texto:

"Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, y siguiendo los criterios de mínimo coste”.

Adicionalmente, en el apartado 3 del mismo artículo 45, relativo a suministros ubicados en suelo urbanizable, esta Comisión entiende necesario aclarar que una vez ejecuta por su propietario la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo la red exterior de alimentación y los refuerzos necesarios de la red existente a la que se conecta, y tras la cesión de la misma al distribuidor de la zona, no cabe, en ningún caso que por parte del distribuidor se cobre al solicitante concreto del suministro, o al usuario final del mismo, cantidad alguna en concepto de derechos de extensión. El proceso que se estaría dando, y que se pretende evitar con la modificación propuesta, sería el siguiente: 1) El propietario de un suelo urbanizable ejecuta a su

costa las infraestructuras eléctricas necesarias, incluyendo la red exterior de alimentación y los refuerzos necesarios; 2) El propietario del suelo cede al distribuidor la infraestructura eléctrica ejecutada; 3) El propietario de dicho suelo, una vez que el mismo ha sido transformado en suelo urbano con condición de solar, vende los terrenos a edificadores, o a usuarios finales; 4) Los edificadores, o usuarios finales, al pretender la conexión de su red interior con la red ejecutada en el proceso urbanizador, deben pagar a la empresa distribuidora los derechos de extensión correspondientes a la potencia solicitada, al entender la empresa distribuidora que una vez que el suelo alcanza la categoría de suelo urbano con condición de solar cabe aplicar el apartado 1 del artículo 45 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y 5) Una vez finalizadas las obras y vendidas las edificaciones, el usuario final, en el momento de la contratación, paga los derechos e acceso correspondientes a la potencia contratada. Por todo ello, esta Comisión entiende necesario modificar el actual texto del párrafo primero del apartado 3 del artículo 45 del Real Decreto 1955/2000, en los siguientes términos:

"Cuando el suministro se solicite en suelo urbanizable de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 6/1998, su propietario, o en su defecto el solicitante, deberá ejecutar a su costa, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente, la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo la red exterior de alimentación y los refuerzos necesarios. En este supuesto, una vez que el suelo urbanizable ha alcanzado la categoría de suelo urbano con condición de solar, no procederá el cobro por el distribuidor de cantidad alguna en concepto de derechos de extensión, salvo que la potencia finalmente solicitada supere a la prevista en el proceso urbanizador y el distribuidor tenga que ampliar la infraestructura eléctrica ejecutada".

Asimismo, en relación con este mismo apartado 3, se propone la supresión del actual último párrafo.

En relación con el artículo 46 sobre *Potencia y tensión del suministro*, esta Comisión considera necesario modificar el texto del segundo párrafo, en el sentido de establecer el límite de potencia a partir de la cual el distribuidor no está obligado a atender un suministro mediante redes de baja tensión, a 100 kW, ello en

consonancia con lo dispuesto en el artículo 47.6 en cuanto a la potencia a partir de la cual existe una obligación de reservar local para la construcción de un centro de transformación. Por ello, esta Comisión propone la modificación del segundo párrafo del artículo 46, en los siguientes términos:

“Tendrán la consideración de suministros en baja tensión aquellos que se realicen a una tensión inferior igual a 1 kV, no pudiéndose atender suministros individuales con potencia superiores a 100 kW, salvo acuerdo con la empresa distribuidora.”

En relación con el artículo 47 sobre *Potencia y tensión del suministro*, esta Comisión entiende necesario aclarar que la obligación del distribuidor de resarcir al propietario del local donde se ubica el centro de transformación, cuando la potencia del centro de transformación es superior a la potencia solicitada, se refiere tanto a la potencia inicialmente instalada como a cualquier ampliación de ésta a lo largo de la vida del mismo. Por ello, esta Comisión propone la modificación del penúltimo párrafo del apartado 5 del artículo 47, en los siguientes términos:

“En el caso de que la potencia del centro de transformación instalado sea superior a la solicitada, con la finalidad de suministrar energía a otros peticionarios, la empresa distribuidora abonará a la propiedad del inmueble en el que recaiga la instalación en el momento de la puesta en servicio del centro de transformación, la cantidad de 7.3 € por kW que exceda de la potencia solicitada. Lo anterior será así mismo de aplicación ante cualquier ampliación de la potencia instalada en el referido centro de transformación.”

En relación con el artículo 49 sobre *Vigencia de los derechos de acometida*, esta Comisión entiende que existe una carencia regulatoria en lo referente a los plazos de vigencia, dado que no se establecen plazos de vigencia para los derechos de acceso, pese a que el título del citado artículo 49 se refiere a la vigencia de los derechos de acometida, los cuales engloban tanto los derechos de extensión como los derechos de acceso. Por ello, esta Comisión propone la modificación del apartado 1 del artículo 49, en los siguientes términos:

“En caso de rescisión del contrato de suministro los derechos de acometida, tanto de extensión como de acceso, se mantendrán vigentes para la instalación y/o

suministro para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.”

En este mismo sentido, esta Comisión propone la modificación del último párrafo del apartado 2 del artículo 49, en los siguientes términos:

“En el caso de disminución de potencia, los derechos de acometida, tanto de extensión como de acceso, mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.”

En relación con el artículo 50 sobre *Derechos de enganche y verificación*, esta Comisión entiende necesario modificar el texto del mismo en el sentido de distinguir entre los derechos de enganche asociados a la operación de acoplar eléctricamente la instalación receptora a la red del distribuidor, y los derechos de enganche asociados a las actuaciones del distribuidor en los equipos de medida y control. Si bien hoy en día existe un único precio para ambas actuaciones, una vez se disponga de una información de los costes incurridos por los distribuidores, suficientemente desagregada, se denotará que los costes de una y otra actuación son muy diferentes. Por ello, esta Comisión propone la modificación de los apartados 1 y 2 del artículo 50, y la creación de un nuevo apartado 4, en los siguientes términos:

“1. Los distribuidores podrán obtener percepciones económicas para atender los siguientes requerimientos del servicio:

a) El enganche: la operación de acoplar eléctricamente la instalación receptora a la red de la empresa distribuidora, quien deberá realizar esta operación bajo su responsabilidad.

b) La verificación de las instalaciones: la revisión y comprobación de que las mismas se ajustan a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

c) Actuaciones en los equipos de medida y control: el conexionado y precintado de los equipos, así como cualquier actuación en los mismos por parte del distribuidor derivadas de decisiones del consumidor.

Para aquellos suministros en los que sea necesaria la presentación de un boletín de instalador autorizado, bien sea por ser la instalación nueva o que en la misma se haya efectuado una reforma, no procederá el cobro por derechos de verificación.

Si para la ejecución de la instalación ha sido necesaria la presentación de un proyecto y el certificado final de obra no se exigirá el pago de derechos de verificación.

Cuando las actuaciones en los equipos de medida y control se deban a requerimientos del Sistema y no a decisiones del consumidor, no procederá el cobro de tales derechos.

En el caso de que una empresa distribuidora decidiese no cobrar derechos por estos conceptos, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos los consumidores de su zona de distribución.

2. Los derechos de enganche que corresponderá abonar al consumidor, cuando la empresa distribuidora realice la referida operación, serán inicialmente los siguientes:

a) Baja tensión: 8,066644 €.

b) Alta tensión:

Hasta 36 kV: 70,895575 €.

Entre 36 y 72,5 kV: 238,087887 €.

Más de 72,5 kV: 334,038839 €.

En el caso de suministros de temporada, los derechos de enganche quedarán reducidos hasta una quinta parte de los valores anteriores si al dar nuevamente tensión a la instalación del usuario ésta no ha sufrido ninguna modificación y sólo se precisa la maniobra de un elemento de corte ya existente.

3 Los derechos por actuaciones en los equipos de medida y control serán inicialmente los mismos que los fijados para los derechos de enganche.

Artículo 45. Criterios para la determinación de los derechos de extensión.

1. La empresa distribuidora que haya de atender un nuevo suministro o la ampliación de uno ya existente estará obligada a la realización de las infraestructuras eléctricas necesarias cuando dicho suministro se ubique en suelo urbano que tenga la condición de solar, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

a) Cuando se trate de suministros en baja tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 50 kW.

b) Cuando se trate de suministros en alta tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 250 kW. Cuando la instalación de extensión supere los límites de potencia anteriormente señalados, el solicitante realizará a su costa la instalación de extensión necesaria, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente. En estos casos las instalaciones de extensión serán cedidas a una empresa distribuidora, sin que proceda el cobro por el distribuidor de la cuota de extensión que se establece en el artículo 47 del presente Real Decreto. La construcción de estas líneas estará sometida al régimen de autorización previsto en el Título VII del presente Real Decreto para las líneas de distribución.

2. Cuando el suministro se solicite en suelo urbano que no disponga de la condición de solar de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre régimen del suelo y valoraciones, su propietario deberá completar a su costa, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente, la infraestructura eléctrica necesaria para que se adquiera tal condición, aplicándose, en su caso, lo previsto en el apartado anterior.

3. Cuando el suministro se solicite en suelo urbanizable de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 6/1998, su propietario deberá ejecutar a su costa, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente, la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo la red exterior de alimentación y los refuerzos necesarios, aplicándose, en su caso, lo establecido en el apartado primero. Los refuerzos a que se refiere el párrafo anterior quedarán limitados a la instalación a la cual se conecta la nueva instalación. No obstante, las empresas distribuidoras podrán participar en el coste de la infraestructura eléctrica a que se refieren los párrafos anteriores.

4. Cuando la empresa distribuidora obligada al suministro considere oportuno dar una dimensión a la red superior a la necesaria para atender la demanda de potencia solicitada, la empresa distribuidora costeará dicha superior dimensión. En caso de discrepancias en el reparto de costes resolverá la Administración competente.

5. En el caso de suelo no urbanizable según lo dispuesto en la Ley 6/1998 el solicitante realizará a su costa, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y con los límites que establezcan las leyes y el planeamiento así como con las establecidas por la empresa distribuidora aprobadas por la Administración competente, la infraestructura eléctrica para atender su suministro adquiriendo la condición de propietario de dichas instalaciones y asumiendo la responsabilidad de su mantenimiento y operación.

En este supuesto, se estará a lo dispuesto sobre instalaciones de conexión de consumidores, salvo que el titular de la instalación, respetando en todo caso las servidumbres de paso, opte por la cesión de la misma a favor de la empresa distribuidora.

6. A los efectos de los apartados anteriores, todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución, debiendo ser cedidas a una empresa distribuidora, quién responderá de la seguridad y calidad del suministro, pudiendo exigir el titular de la instalación la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros por una vigencia máxima de 5 años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de dichos terceros.

Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

Uno. Se modifica el texto del segundo párrafo del punto b) del apartado 1 del artículo 45, sobre criterios para la determinación de los derechos de extensión, del 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, quedando redactado en los siguientes términos:

“Cuando la instalación de extensión supere los límites de potencia anteriormente señalados, el solicitante realizará a su costa la instalación de extensión necesaria, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente. En estos casos las instalaciones de extensión serán cedidas a la empresa distribuidora de la zona, sin que proceda el cobro por el distribuidor de la cuota de extensión que se establece en el artículo 47 del presente Real Decreto.”

Dos. Se modifica el texto del apartado 6 del artículo 45, sobre criterios para la determinación de los derechos de extensión, del 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, quedando redactado en los siguientes términos:

“6. A los efectos de los apartados anteriores, todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución, debiendo ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, quién responderá de la seguridad y calidad del suministro, pudiendo exigir el titular de la instalación la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros por una vigencia máxima de 5 años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de dichos terceros.

Las empresas distribuidoras a quienes hayan sido cedidas instalaciones destinadas a más de un consumidor deberán informar a la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter anual y durante el primer trimestre de cada año, de

las instalaciones de distribución que han sido objeto de cesión y de las condiciones de la misma.

Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas siguiendo criterios de mínimo coste”.

6.2. Segundo. Instalación de equipos de potencia y homogenización de tensiones normalizadas.

Uno. Este artículo viene a cambiar el concepto anterior relativo a la instalación de los Interruptores de Control de Potencia (ICP's) en el sentido de que sea obligatorio en todo caso y con independencia de que el consumidor opte por acceder a tarifa o a mercado. Se corrige con ello la asimetría existente con anterioridad a esta modificación entre el mercado regulado – en el que era potestativa la exigencia de ICP por parte del distribuidor- y el mercado liberalizado – en el que era obligatoria su instalación para acceder al mismo.

Artículo 92. Control de la potencia contratada.

1. En los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes se establecerá la potencia o potencias contratadas del suministro.

2. La empresa distribuidora podrá controlar que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada. El control de la potencia se efectuará a elección del consumidor mediante interruptores de control de potencia, máxímetros u otros aparatos de corte automático. En el caso de consumidores que ejerzan su condición de cualificados, el control de la potencia será mediante integradores incorporados al equipo de medida necesario para la liquidación de la energía en el mercado mayorista.

3. Los interruptores de control de potencia (ICP), para intensidades de hasta 63 A, se ajustarán a la gama de intensidades normalizadas. Para suministros en baja tensión de intensidad superior a 63 A podrán utilizarse interruptores de intensidad regulable, máxímetros o integradores incorporados al equipo de medida de la energía, a elección del consumidor, de acuerdo con la normativa aplicable a tarifas. Cuando la facturación de un consumidor se haga en alta tensión, pero la medida se efectúe en baja tensión, los interruptores de control de potencia se instalarán en el lado de baja tensión con el margen de intensidad necesario para tener en cuenta las pérdidas de transformación.

Cuando el control de la potencia se efectúe por medio de máxímetro o por integradores incorporados al equipo de medida de la energía, la facturación del suministro se realizará atendiendo a las lecturas resultantes. El registro de una potencia superior a la vigente en la acometida autoriza a la empresa distribuidora a facturar al consumidor los derechos de acometida correspondientes a dicho exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación, sin que esta facultad pueda dar lugar a prácticas discriminatorias entre comercializadores o consumidores.

Uno. Se modifica el apartado 2 del artículo 92 del 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 que queda redactado de la siguiente forma:

“2. La empresa distribuidora deberá controlar que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada. El control de la potencia se efectuará mediante interruptores de control de potencia, máxímetros u otros aparatos de corte automático. El control de la potencia podrá ser incorporado al equipo de medida necesario para la liquidación de la energía.”

Dos. Se establece una serie de prescripciones relativas al modo de actuación en el caso en que los ICP's se instalen con posterioridad al inicio del suministro. Así, se señala que, en estos casos, los ICP's serán preferentemente de reenganche automático. Esta medida es adecuada, en tanto resulta mucho más económica la instalación y resulta más efectiva la planificación de la instalación masiva de ICPs si se sitúan los ICPs en los cuartos de contadores, ya que no se precisa acceder al domicilio de los consumidores. No obstante, para suministros ya existentes cabría la posibilidad de ampliar el tipo de interruptor, incluyendo no sólo a los de reenganche automático, sino también a los reenganchables desde el domicilio del cliente, tal y como se permite para los nuevos suministros o, incluso que se pueda por decisión expresa del consumidor instalar el ICP en el local o vivienda, lo que, si bien no lo prohíbe la redacción dada en el articulado propuesto, podría quedar explícitamente recogido en el mismo..

En este sentido, se propone modificar la redacción del párrafo 5 de 2. en el siguiente sentido:

“En los casos en que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, éste se instalará preferentemente del tipo de ICP de reenganche automático o reenganchable desde el domicilio del contrato, salvo que el consumidor opte expresamente porque el ICP se instale en el local o vivienda. En

caso de que el cliente opte por alquilar el equipo a la empresa distribuidora, el precio de alquiler incluirá los costes asociados a la instalación; todo ello sin perjuicio del derecho de cobro, por parte de la empresa distribuidora, de los derechos de enganche que correspondan en concepto de verificación y precintado de dicho equipo de control de potencia y la obligación del consumidor de contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de los equipos de medida y control”.

Se establece que sea el distribuidor el que deba comunicar al cliente la obligación que tiene de instalar el ICP según los plazos establecidos y, en caso de que no obtenga respuesta, proceder a instalar el ICP. En caso en que el distribuidor se vea imposibilitado a realizar dicha instalación podrá, en última instancia, proceder a la suspensión del suministro, manteniendo los plazos y procedimientos establecido para la suspensión del suministro en caso de impago.

Con este procedimiento se mantiene por un lado el derecho del consumidor a proceder por sí mismo a instalar el ICP, una vez conoce la obligación que tiene de instalarlo y, en caso en que no opte por hacerlo, hace subsidiaria a la empresa distribuidora de la obligación de instalarlos.

Queda con la presente redacción un punto que presenta al menos cierta ambigüedad y que puede ser una fuente de posteriores problemas.

Así, se señala la obligación que tienen los consumidores de “contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de equipos de media y control”.

Esta obligación que puede resultar relativamente fácil de definir en caso de nuevas instalaciones, puede presentar problemas de interpretación si se trata de suministros ya existentes. Sobre todo en aquellos casos en que las distribuidoras actúen ante la falta de respuesta de los consumidores.

En este caso resulta difícil que los consumidores cuenten con las instalaciones adecuadas para la colocación de equipos de medida, con lo que los distribuidores pueden considerar que resulta imposibilitada la instalación de los equipos de control e inicien la tramitación del procedimiento de suspensión del suministro.

Para evitar esto sería conveniente establecer la obligación de que en la comunicación, se señale, no sólo que el consumidor debe instalar el ICP, sino

también que debe contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de equipos de control, redactando el párrafo 6 de 2 de la siguiente manera.:

En los casos en los que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, el distribuidor deberá comunicar al cliente la obligación de instalarlo según los plazos establecidos y de que, en caso de que opte por alquilarlo, ha de contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de los equipos de control. Transcurridas dos notificaciones sin que el consumidor haya expresado su voluntad de proceder a instalar por si mismo el ICP, el distribuidor deberá proceder a su instalación, facturando en este caso, además de los derechos de enganche vigentes derivados de las actuaciones en el equipo de control, el precio reglamentariamente establecido para el alquiler del equipo de control de potencia.

Asimismo, la redacción del Proyecto de Real Decreto en la que se señala que en caso de que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de control de potencia se pueda proceder a la suspensión del suministro puede que exceda las cautelas y garantías que se recogen en el artículo 50 de la Ley 54/1997. En este sentido, dado que los consumidores de la tarifa 2.0 que no disponen de limitador, a efectos prácticos, están disponiendo de una potencia contratada de hasta 15 kW, se debería establecer que, previas las garantías necesarias de comunicación, se les pudiese facturar esta potencia, en tanto no adecuen las instalaciones permitiendo el acceso a las mismas.

En este sentido se debería modificar el último párrafo del artículo tres.segundo.dos, redactándole de la siguiente forma:

~~En aquellos casos en que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de control de potencia, podrá proceder a la suspensión del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 85 de este Real Decreto relativo a la suspensión del suministro a tarifa por impago~~ procederá a facturar, en tanto no disponga el consumidor de las instalaciones adecuadas para la colocación del medida, la potencia máxima para este tipo de suministros, sin que esta facturación suponga la adscripción de derechos por dicha potencia. Con este fin el distribuidor comunicará fehacientemente al consumidor que, si transcurridos tres meses desde la comunicación, el consumidor no dispusiese de las instalaciones adecuadas para la colocación del equipo de control de potencia se procederá a facturar la potencia

máxima correspondiente a la tarifa contratada, en tanto no se adecúen dichas instalaciones. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato ~~de suministro a tarifa~~, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite.

Dos. Se modifica el apartado 2 del artículo 93 del 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, que queda redactado de la siguiente forma:

“2. Los equipos de medida de energía eléctrica podrán ser instalados por cuenta del consumidor o ser alquilados a las empresas distribuidoras, siempre que los mismos dispongan de aprobación de modelo o en su caso pertenezcan a un tipo autorizado y hayan sido verificados según su normativa de aplicación.

En el caso de los consumidores de baja tensión, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición equipos de medida y elementos de control de potencia para su alquiler.

Los limitadores de corriente o interruptores de control de potencia (ICP) se colocarán en el local o vivienda lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

Si por alguna circunstancia hubieran de instalarse en la centralización de contadores, los interruptores de control de potencia serán de reenganche automático o reenganchables desde el domicilio del contrato.

En los casos en que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, éste se instalará preferentemente del tipo de ICP de reenganche automático. En caso de que el cliente opte por alquilar el equipo a la empresa distribuidora, el precio de alquiler incluirá los costes asociados a la instalación; todo ello sin perjuicio del derecho de cobro, por parte de la empresa distribuidora, de los derechos de enganche que correspondan en concepto de verificación y precintado de dicho equipo de control de potencia y la obligación del consumidor de contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de los equipos de medida y control.

En los casos en los que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, el distribuidor deberá comunicar al cliente la obligación de instalarlo según los plazos establecidos. Transcurridas dos notificaciones sin que el consumidor haya expresado su voluntad de proceder a instalar por sí mismo el ICP, el distribuidor deberá proceder a su instalación, facturando en este caso, además de los derechos de enganche vigentes, el precio reglamentariamente establecido para el alquiler del equipo de control de potencia.

En aquellos casos en que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de control de potencia, podrá proceder a la suspensión del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 85 de este Real Decreto relativo a la suspensión del suministro a tarifa por impago.”

Tres. Este artículo tiene como objeto, en primer lugar, que desaparezca la actual diferencia existente entre las empresas distribuidoras a la hora de normalizar las potencias, estableciendo una única tabla de potencias normalizadas.

También se fija que las potencias contratadas se normalicen simultáneamente con la instalación de ICPs, con lo que con el plan de instalación de ICPs se normalizarán las potencias, y que si, se opta por acceder a una potencia superior, sean las distribuidoras las que deban verificar las instalaciones.

Este sistema parece acertado, en tanto habrá una única tabla de potencias normalizadas, produciéndose la adecuación de éstas sin coste adicional, en el caso en que el consumidor opte por contratar una potencia inferior a aquella de la que disponía con carácter previo a la normalización, o pagando tan solo el coste de la verificación, que ha de efectuar el distribuidor, en el caso en que quiera incrementar la potencia, eso sí, adecuando la instalación a los requisitos reglamentarios actuales.

Tres. Se añade un nuevo apartado 4 al artículo 93 del 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, con la siguiente redacción:

“4. Los distribuidores deberán exigir que los suministros de baja tensión conectados a sus redes de distribución correspondan a potencias normalizadas. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en el plazo de tres meses la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión.

En aquellos casos en que sea preciso proceder a la normalización de las potencias con posterioridad al inicio del suministro, dicha normalización se producirá simultáneamente a la instalación de los equipos de control de potencia.

Si el consumidor optase por acogerse a una potencia normalizada superior a la previamente contratada, las empresas distribuidoras deberán proceder a la verificación de las instalaciones, autorizándose a cobrar, por este concepto, los derechos de verificación vigentes. Si efectuada dicha verificación se comprobase que las instalaciones no cumplen las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, la empresa distribuidora deberá exigir la adaptación de las instalaciones y la presentación del correspondiente boletín del instalador.”

6.3. Cuarto: Medidas de protección al consumidor

Uno. Artículo 110.bis. Información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente (pág. 25)

Se añade un nuevo Capítulo III al Título VI del RD 1955/2000 para incorporar a nuestro ordenamiento jurídico los preceptos de información al consumidor sobre el origen de la electricidad que consume y su impacto ambiental, establecidos en la *Directiva 2003/54/CE del parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.*

En la propuesta de Real Decreto se repiten los mismos términos que figuran en la Directiva respecto a la información que han de proporcionar los suministradores de electricidad (comercializadores y distribuidores), aunque sin embargo, se omite un elemento clave, como es el que la responsabilidad del Estado en garantizar que dicha información sea veraz, ya que la Directiva establece que:

Los Estados miembros tomarán las medidas necesarias para garantizar la fiabilidad de la información facilitada por los suministradores a sus clientes de conformidad con el presente artículo”.

La CNE entiende, como ha sido puesto de manifiesto por algún miembro del Consejo Consultivo, que para que el mencionado precepto de la Directiva pueda considerarse transpuesto a la legislación española de forma eficaz, es necesario regular un mecanismo que garantice la fiabilidad de la información que deben suministrar los

suministradores, o al menos, establecer en este Real Decreto los criterios que permitan regular dicho mecanismo¹.

Adicionalmente, la propuesta de Real Decreto debería incluir los criterios mínimos que la Comisión Europea aprobó en 2004 mediante unas directrices para la correcta transposición de la directiva. Estos criterios son:

- Se sugiere un formato uniforme.
- Se pronuncia sobre las categorías de fuentes de energía, indicando que no debe haber más de 10-12 categorías, la categoría desconocido no debe superar el 56%, y se debe comparar con la media nacional.
- En cuanto al sistema de monitoreo y verificación, se señala que se ha de utilizar la mejor información disponible, evitando estimaciones y promedios estadísticos.

Por otra parte, también se debe señalar que aún no se han transpuesto a nuestro ordenamiento determinados preceptos de las Directivas 2001/77/CE, sobre promoción de energías renovables, y 2004/8/CE, sobre promoción de la cogeneración, en especial, en relación a la obligaciones de los Estados miembros para establecer un sistema oficial de garantía del origen de la producción de la electricidad generada a partir de estas fuentes y sistemas, con el fin de facilitar su comercio y favorecer la libre elección del consumidor. Lo que se persigue es establecer un mecanismo indirecto de promoción, adicional al sistema vigente de fomento, que en nuestro país se concreta mediante incentivos económicos materializados en tarifas y primas. Mediante los incentivos económicos se iguala el terreno de juego para que las energías llamadas verdes o eficientes puedan competir en el mercado en igualdad de condiciones con las energías convencionales (térmica, nuclear y gran hidráulica), estando estos incentivos justificados en tanto que estas últimas no internalizan la totalidad de sus costes ambientales.

¹ La Comisión Europea ha abierto un procedimiento de infracción contra el Estado español por no haber transpuesto aún la normativa sobre el etiquetado eléctrico regulado en la Directiva 2003/54/CE. El envío de un dictamen motivado de la Comisión al Gobierno español en marzo de 2005 ha supuesto la segunda etapa del procedimiento de infracción. Con este aviso, Europa da dos meses de plazo a España para acatar la norma europea. Caso de no llevarse a cabo en el plazo establecido, Bruselas acudiría al Tribunal de Justicia de la U.E.

Se considera, pues, fundamental el establecimiento de un sistema oficial y unificado de garantía de origen que permita el etiquetado eléctrico, como los previstos en las directivas europeas señaladas, porque introduce la diferenciación de productos dentro del mercado de electricidad, con ventajas no solo ambientales sino también de transparencia y eficiencia, al permitir al consumidor elegir la empresa comercializadora sobre la base no sólo del precio o de la atención al cliente (ya que la calidad y la seguridad del suministro ha de ser la misma para todos), sino también, en función de la calidad ambiental de la energía que ésta oferta.

A estos efectos, la CNE con fecha 22 de octubre de 2004, en su función consultiva de la Administración General del Estado, informó un *borrador de Real Decreto de regulación de la garantía de origen renovable de la producción de energía eléctrica, y de conexión, acceso a la red y condiciones de operación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial*. En dicho borrador figuraba un Capítulo que establecía un mecanismo de garantía de origen de la energía renovable, asignándose a la CNE como organismo supervisor de la información y gestor del registro de certificados de garantías de origen. En este apartado, la CNE realizó una serie de comentarios en aras a completar los criterios precisos para desarrollar mediante un procedimiento específico aprobado por el MIT y C un sistema de garantía de origen de la energía renovable.

Entre los comentarios efectuados por la CNE figuraban los siguientes:

“En los países de nuestro entorno no existe un consenso respecto a la designación del organismo encargado de certificar el origen de la energía, puesto que mayoritariamente se inclinan por el regulador energético (como en el Reino Unido) o por el operador del sistema (como en Italia), y minoritariamente, por una agencia energética (como en Dinamarca).

Si bien estas designaciones obedecieron en principio al establecimiento de sistemas de certificados verdes para la promoción de las energías renovables, cualquiera de estas alternativas puede ser válida a efectos de la transposición de las Directivas de renovables y de cogeneración.

En la propuesta de Real Decreto se opta por un sistema de certificados de origen renovable que atribuye las competencias ejecutivas de Órgano certificador a la CNE,

encargándole tanto la expedición de certificados de origen como la gestión del registro de Certificados de Garantía de Origen”.

Para a continuación señalar los criterios que deberían utilizarse para establecer dicho mecanismo:

“En todo caso, el sistema por el que finalmente se opte debería contemplar los siguientes elementos, cuyo primer bloque está incluido en la propuesta de Real Decreto, pero no así el segundo:

- i. Sistema de emisión del certificado y registro de éstos, consistente en:*
 - Solicitud de la emisión de certificado y registro por el productor*
 - Declaración de la facturación de la energía adquirida en régimen especial, por la distribuidora*
 - Declaración de la energía generada en las instalaciones hidráulicas de régimen ordinario*
 - Declaraciones de las condiciones técnicas, y, en su caso, disponibilidad de materias primas.*
 - Certificado del Encargado de la Lectura*
 - Verificación e inspección*
- ii. Mecanismo de seguimiento y redención del certificado, consistente en:*
 - Declaración del nuevo tenedor del certificado*
 - Declaración del comercializador / distribuidor del consumo de la energía*
 - Verificación del consumo de la energía y determinación de las pérdidas asociadas.*

Con respecto a la energía eléctrica generada a partir de la cogeneración, será además necesario considerar la metodología de cálculo expuesta en el Anexo II y el método de determinación de la eficiencia del proceso de cogeneración del Anexo III en ambos casos en relación a mencionada Directiva de fomento de la cogeneración”.

Finalmente, para completar lo anterior la CNE entiende que el mecanismo que debería servir para garantizar el origen de la energía renovable y de la energía generada mediante la cogeneración, debería ser el mismo que el que garantizara la fiabilidad de la información facilitada por los suministradores a sus clientes, con la diferencia de que en la garantía de origen renovable o derivada de la cogeneración la fiabilidad se ha de garantizar con carácter mensual, en la medida en que se va

generando la energía renovable o eficiente, mientras que la información a transmitir a los consumidores, la fiabilidad se ha de garantizar con carácter anual.

Por todo lo anterior, la CNE propone que se añadan en el texto de la propuesta de Real Decreto los párrafos siguientes, a parte de los anteriormente mencionados para garantizar el origen de la producción de la electricidad renovable y eficiente, con el fin de que se puedan fijar los criterios básicos para el establecimiento del mecanismo que garantice el origen de la energía eléctrica, por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio:

A los efectos anteriores, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio establecerá el mecanismo de la Garantía de Origen de la Electricidad, que acreditará el origen de la energía producida por las centrales de producción de electricidad, a partir de sus fuentes de energía primaria y sistemas de generación eficiente, como la cogeneración. Asimismo, establecerá la forma y tipo de información que los suministradores deberán proporcionar a los consumidores.

Se constituye un Registro de Garantía de Origen de la Electricidad, en correlación con el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, a efectos trasladar de los datos de referencia de la instalación de generación, que contendrá además, información anual, o en su caso, mensual, acerca de la producción de electricidad, las energías primarias utilizadas, y en su caso, la eficiencia energética, las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂, y los residuos radiactivos derivados .

Se designa a la Comisión Nacional de la Energía como órgano competente, en todo el territorio español, para la acreditación de la Garantía de Origen de la Electricidad y para la gestión del mencionado Registro de Garantía de Origen.

Durante el primer trimestre del año siguiente, los titulares de las instalaciones de producción deberán suministrar a la CNE al menos la información anterior, correspondiente al año anterior.

Asimismo, en el caso de las energías renovables y de los sistemas de cogeneración, los titulares podrán solicitar voluntariamente a la CNE la acreditación del origen de la energía generada durante el mes anterior, mediante certificados negociables de

garantía de Origen, a cuyos efectos acompañaran mensualmente la información correspondiente. La CNE realizará la anotación correspondiente en el Registro, dando de alta los correspondientes certificados negociables de Garantía de Origen y registrando la titularidad de las transmisiones habidas, a solicitud del titular que figura en el Registro. La CNE emitirá los certificados a su titular, una vez que éste aporte la referencia de los consumidores junto las medidas de la energía consumida que se pretenda garantizar con origen renovable o eficiente. Una vez emitidos los certificados, se darán de baja en el registro las Garantías de Origen. De la misma forma se tratará la importación y la exportación de energía con origen renovable o eficiente procedente de cogeneración.

Los titulares de las instalaciones de producción que utilicen las energías renovables y los sistemas de cogeneración, y soliciten la acreditación del origen de la energía mediante certificados negociables, deberán llevar una contabilidad, en la que figurará separadamente los ingresos que puedan percibir por la enajenación de las garantías de origen, para informar anualmente a la CNE de la aplicación de los mismos en nuevas inversiones en energías renovables o en cogeneración.

La Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar, en el ámbito de las funciones establecidas en este Artículo, entre otras, las instalaciones de producción de electricidad, sus fuentes de energía primaria y equipos de medida de electricidad y de emisiones de contaminantes atmosféricos, los sistemas de emisión de facturas e información pertenecientes a los suministradores, y los equipos de medida de los consumidores.

La Comisión Nacional de la Energía presentará anualmente ante el Ministerio de Economía la memoria de actividad de Garantía de Origen de la Electricidad.

Uno. Se añade un nuevo capítulo III al título VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, incluyendo en el mismo dos nuevos artículos 110 bis y 110 ter con la siguiente redacción:

“Capítulo III. Medidas de protección al consumidor.

Artículo 110 bis. Información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

Las empresas suministradoras de electricidad deberán indicar en sus facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales:

- a) la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior;
- b) la referencia a fuentes de información en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente, al menos en cuanto a las emisiones de CO₂ y los residuos radiactivos, derivado de la electricidad producida por la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior.

En el caso de que la electricidad obtenida a través de mercados organizados de producción con entrega física de energía o importada de una empresa situada fuera de la Unión Europea, las empresas suministradoras podrán utilizar cifras acumuladas facilitadas por el operador del sistema en el transcurso del año anterior. A estos efectos el operador del sistema publicará dichas cifras acumuladas durante el primer trimestre del año siguiente al que se refiere la información.

Dos. Con respecto a los requisitos mínimos de los contratos de los consumidores domésticos, se considera necesario incluir una precisión como la que se propone, que permita que los consumidores domésticos dispongan de la información suficiente a la hora de contratar. Se considera que, adicionalmente, en el caso de suministro por parte de un comercializador, se debieran incluir, tanto las penalizaciones en caso de rescisión de contrato, así como para todo tipo de contrato los datos que se señalan posteriormente en el artículo 5. Primero.Uno 2. a incluir por los comercializadores en sus facturas: Código Unificado de Punto de Suministro, nº de póliza de contrato de acceso a que estuviese acogido al suministro y datos necesario para el cálculo de dicha tarifa de acceso.

Sería asimismo conveniente que, en aquellos casos en que hubiese precios o condiciones promocionales que afectasen a parte de la vigencia del contrato, se diferenciase claramente entre el precio y plazo del contrato y los de vigencia de la promoción.

No obstante lo anteriormente señalado se debe, en todo caso, desarrollar los contratos tipo de acceso y de tarifa se suministro.

Por todo lo señalado anteriormente, se propone dar una nueva redacción al artículo 110 ter que quedaría redactado de la siguiente forma:

“Artículo 110 ter. Requisitos mínimos de los contratos suscritos con clientes domésticos.

Los contratos de acceso a las redes suscritos por empresas distribuidoras y los contratos de suministro suscritos por empresas suministradoras de electricidad, cuando dichos contratos sean suscritos con clientes domésticos deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) *Los contratos deberán tener claramente especificados los siguientes datos:*
- *La identidad y la dirección de la empresa distribuidora o suministradora;*
 - *La duración del contrato, las condiciones para su renovación, las causas de rescisión y resolución de los mismos y las posibles, penalizaciones en caso de rescisión anticipada del contrato por voluntad del consumidor;*
 - *El procedimiento de resolución de conflictos y Organismos o Tribunales a los que corresponde dirimir sobre su resolución.*
 - *El Código Unificado de Punto de Suministro, número de póliza del contrato de acceso o de tarifa de suministro y potencias contratadas por períodos.*
 - *La información sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos. Esta información deberá estar permanentemente actualizada a través de la facturación.*
- b) *Las condiciones incluidas en los contratos deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente y deberán comunicarse antes de la celebración o suscripción de los mismos, bien se realice directamente a través de terceros.*
- c) *En aquellos casos en que se incluya en el contrato precios, descuentos o condiciones de carácter promocional que fuesen de aplicación durante una parte de la vigencia de dicho contrato se deberá diferenciar claramente entre los precios y condiciones del contrato y su plazo de vigencia y los de la promoción.*

€ d) Los consumidores deberán ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato cuando reciban el aviso”

Adicionalmente, esta Comisión entiende necesaria la modificación del actual texto del artículo 96 sobre *Comprobación de los equipos de medida y control*, debido al inadecuado trato que, a juicio de esta Comisión, establece dicho artículo 96 ante errores detectados en los equipos de medida y control. Así, ante errores en dichos equipos que den lugar a una refacturación, se limita el periodo de refacturación a un año, y ello tanto si la refacturación es a favor del distribuidor como si lo es a favor del consumidor. Entiende esta Comisión que en el segundo caso, cuando el error es favor del consumidor, debería establecerse como periodo objeto de refacturación el plazo general de prescripción que establece el Código Civil. Por el contrario, en el primero de los supuestos, esto es, cuando la refacturación es a favor del distribuidor, el periodo actual de refacturación de un año está en concordancia con las obligaciones impuestas a los citados distribuidores por el artículo 82 del Real Decreto 1955/2000, relativo a la regularización de lecturas de los equipos de medida y control. Dicho de otro modo, los distribuidores tienen entre sus obligaciones la de, al menos una vez al año, proceder a la toma de lecturas reales, con objeto de regularizar las facturaciones que se hayan ido produciendo en base a lecturas estimadas o acordadas con el cliente. Por tanto, los distribuidores, al menos una vez al año, están en condiciones de comprobar el correcto funcionamiento del equipo de medida y control, para lo cual deben disponer de los medios técnicos necesarios. Este requisito de comprobación del correcto funcionamiento de los equipos de medida y control no es exigible a los consumidores, ni aún en el caso de que los equipos de medida y control sean de su propiedad. Por ello, esta Comisión propone la modificación del apartado 2 del artículo 96, en los siguientes términos:

“En el caso de comprobarse un funcionamiento incorrecto, se procederá a efectuar una refacturación complementaria.

Si se hubieran facturado cantidades inferiores a las debidas, la diferencia a efectos de pago podrá ser prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error, sin que pueda exceder el aplazamiento ni el periodo a rectificar de un año.

Si se hubieran facturado cantidades superiores a las debidas, deberán devolverse todas las cantidades indebidamente facturadas en la primera facturación siguiente, sin que pueda producirse fraccionamiento de los importes a devolver. En este caso, se aplicará a las cantidades adelantadas el interés legal del dinero vigente en el momento de la refacturación.

En el caso de que el error sea de tipo administrativo, los cobros o devoluciones tendrán el mismo tratamiento que el señalado anteriormente”.

Quinto. Avales para tramitar autorizaciones de generación

Se valora positivamente la exigencia de la presentación de un aval para las nuevas instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que se conecten a la red de transporte, ya que ello redundará en una mejor planificación de dichas redes de transporte, evitándose la actual incertidumbre existente. Esta medida está en línea con la Recomendación 14ª del “Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Año 2001” emitido por esta Comisión. Sin embargo, esta Comisión entiende que también debería exigirse dicho aval a las nuevas instalaciones de generación del régimen especial, de potencia superior, por ejemplo, a 10 MW, que se conecten a las redes de distribución, ello con objeto de asegurar, por un lado, que las actuaciones que, en su caso, el distribuidor tenga que hacer en sus redes no se devendrán en innecesarias y, por otro lado, que el distribuidor no demore la ejecución de las mismas.

No obstante lo anterior, esta Comisión entiende que la cancelación del aval debería producirse en el momento en que se disponga de la correspondiente Acta de Puesta en Marcha, ya sea ésta provisional o definitiva, y no en el momento en que se disponga de la Autorización administrativa, ya que esta última no asegura que la instalación de generación vaya finalmente a construirse. Así mismo, debería aclararse que la ejecución del aval sólo se producirá en aquellos casos en los que la no ejecución de la instalación de generación sea por causas imputables al solicitante.

Así mismo, esta comisión propone que se exonere de la exigencia del aval a aquellas instalaciones que ya dispongan de Aprobación del proyecto de ejecución.

Con independencia de lo anterior, se entiende necesario establecer a favor de quién debe emitirse el aval, así como el destino último del importe del mismo en caso de llegar a ejecutarse. Al respecto, esta Comisión entiende que deberían ser presentados ante el operador del sistema o el gestor de la red de distribución, según corresponda y en el caso de que se ejecuten dichos importes deberían revertir a las tarifas y peajes, dándoles la categoría de ingresos liquidables.

En relación con la modificación propuesta en el artículo 124 y 59 bis del RD 1955/2000, debería sustituirse la frase *“transcurrido dicho plazo sin que el solicitante haya presentado el resguardo se iniciará procedimiento de cancelación de la solicitud”*, por la frase siguiente: *“transcurrido dicho plazo sin que el solicitante haya presentado el resguardo se le tendrá por desistido de su solicitud”*

Dos. Se añade un nuevo artículo 110 ter al capítulo III al título VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con la siguiente redacción:

“Artículo 110 ter. Requisitos mínimos de los contratos suscritos con clientes domésticos.

Los contratos de acceso a las redes suscritos por empresas distribuidoras y los contratos de suministro suscritos por empresas suministradoras de electricidad, cuando dichos contratos sean suscritos con clientes domésticos deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Los contratos deberán tener claramente especificados los siguientes datos:
- la identidad y la dirección de la empresa distribuidora o suministradora;
 - la duración del contrato, las condiciones para su renovación y las causas de rescisión y resolución de los mismos;
 - el procedimiento de resolución de conflictos y Organismos o Tribunales a los que corresponde dirimir sobre su resolución,
 - la información sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos. Esta información deberá estar permanentemente actualizada a través de la facturación,

- el nivel de calidad mínimo exigible en los términos establecidos en el presente Real Decreto y las repercusiones en la facturación que correspondan en caso de incumplimientos,
 - los plazos para la conexión inicial establecidos en el presente Real Decreto;
 - otros servicios prestados, incluidos en su caso los servicios de mantenimiento que se propongan, de acuerdo con la normativa vigente,
- b) Las condiciones incluidas en los contratos deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente y deberán comunicarse antes de la celebración o suscripción de los mismos, bien se realice directamente o a través de terceros.
- c) Los consumidores deberán ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato cuando reciban el aviso.”

7. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 1164/2001.

Con carácter previo a los comentarios específicos sobre las modificaciones que se proponen en relación con este Real Decreto, debe hacerse mención expresa a la problemática derivada de la aplicación del artículo 4.2 en su presente redacción.

Dicho artículo viene a establecer que *“en el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar la tarifa de acceso a la red a través de un comercializador, ambos quedarán obligados solidariamente con el distribuidor en el pago de dicha tarifa salvo que en el contrato se hubieran pactado con el distribuidor otras condiciones”*.

Esta Comisión no quiere dejar de poner de manifiesto que ante el eventual cese de la actividad de un comercializador, bajo el supuesto de que el cliente hubiese realizado el pago de la tarifa de acceso a dicho comercializador y éste hubiese incurrido en impago al distribuidor, se daría la situación en la que para evitar un corte de suministro al cliente - que paradójicamente ha cumplido sus compromisos - éste debería realizar un nuevo pago al distribuidor dada su condición de deudor solidario.

A juicio de esta Comisión, se debería estudiar la posición en que queda el consumidor ante esta eventualidad adoptando las medidas para evitarla.

7.1. Primero. Homogeneización de las condiciones de contratación en el mercado libre y regulado.

Uno: Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas.

Se modifica la anterior redacción en dos sentidos. En el primero, se amplía la posibilidad de comunicación entre el consumidor y la empresa distribuidora, de tal forma que no sólo sea el consumidor, o su mandatario, el que pueda comunicar al distribuidor que se encuentra instalado el equipo, sino que pueda ser el consumidor, directa o indirectamente, el que realice la comunicación, es decir, amplía la posibilidad a que sea un tercero distinto del mandatario, un instalador por ejemplo, el que comunica que se ha instalado el equipo. En el segundo, se modifica la ambigüedad anteriormente existente en relación a que los plazos comenzaban a transcurrir desde el momento que el equipo se ponía a disposición del distribuidor, cambiándose la redacción por otra, en que comienza a transcurrir el plazo desde el momento que el equipo se encuentra instalado, o se comunica la decisión de alquilarlo.

En relación con la segunda modificación se ha de señalar que viene a clarificar, en primer lugar, el momento en que comienzan a correr los plazos y, además, elimina una asimetría que existía en el sentido de que los costes de alquiler de los equipos cubrían la instalación de los mismos, mientras que, en el caso en que los equipos fuesen propiedad de los consumidores, parecía que el servicio de instalación de los equipos se realizaba gratuitamente. Con esta redacción, además de clarificar los plazos, se evitan las asimetrías en relación con la instalación de los equipos, cuya responsabilidad corresponde al consumidor, si son propios, o al distribuidor si se opta por el alquiler.

Artículo 5. Condiciones generales de aplicación de las tarifas.

Las condiciones generales de aplicación de las tarifas de acceso son las siguientes:

1. Condiciones para la lectura y facturación de las tarifas de acceso.-La lectura y, en su caso, instalación de los equipos de medida necesarios para la facturación de las tarifas de acceso, así como de la energía que haya que liquidarse en el mercado de producción, será responsabilidad de los distribuidores. El plazo de instalación y precintado de dichos equipos será de quince días a contar desde la fecha en que el consumidor, o su mandatario, comunique a la empresa distribuidora que dispone del

equipo o, en su caso, que opta por alquilarlo a la empresa distribuidora, y siempre que previamente se haya concedido el acceso de acuerdo con el apartado 3 del presente artículo. En estos casos la empresa distribuidora deberá presentar durante dicho plazo el contrato de acceso al solicitante para su firma.

Los consumos de energía realizados en un período de facturación en que haya regido más de una tarifa se distribuirán para su facturación proporcionalmente a la parte del tiempo transcurrido desde la última medida de consumo registrada en que haya estado en vigor cada una de ellas, atendiendo a la medida de la energía horaria adquirida en el mercado.

2. Plazos de facturación y registro del consumo.-La facturación expresará las variables que sirvieron de base para el cálculo de las cantidades y, en todo caso, se desglosará en la facturación los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.

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.

Los plazos de registro del consumo no serán superiores a los tres días anteriores o posteriores a la finalización del mes o bimestre del último registro del consumo realizado.

3. Requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso.

Los requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso son los siguientes:

1.º Se deberán tener instalados los equipos de medida y control necesarios para la correcta aplicación de las mismas. En todo caso, el control de las potencias contratadas en cada período tarifario se realizará conforme a lo establecido reglamentariamente.

2.º Se deberá disponer de las características técnicas de la acometida, de acuerdo con los parámetros de contrato solicitados, para poder realizar el suministro.

3.º Quienes, de acuerdo con el artículo 1, deseen acogerse al sistema de tarifas de acceso a las redes y reúnan los requisitos impuestos para las mismas deberán solicitarlo a la empresa distribuidora con un período de antelación mínimo de quince días, indicando los parámetros que desean contratar en la nueva tarifa.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un plazo de quince días, contados a partir de la recepción de la solicitud de acceso, para conceder o denegar la solicitud al cliente, sin perjuicio de lo que a estos efectos se establezca reglamentariamente cuando la conexión se realice a redes de transporte o de distribución con influencia en las redes de transporte. La denegación deberá estar debidamente motivada de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. Transcurrido el plazo antes citado sin que la empresa distribuidora hubiera contestado al cliente, se entenderá concedida la solicitud.

4.º En el caso de que el suministro a una instalación disponga de dos puntos de toma, la Dirección General de Política Energética y Minas, excepcionalmente, podrá autorizar la aplicación de una única tarifa de acceso conjuntamente, siempre que los

citados puntos estén a la misma tensión, siendo, en ese caso, las magnitudes a contemplar las registradas por el aparato totalizador.

4. Elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas.-La elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas se registrará por lo siguiente:

1.º El consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrá elegir la tarifa y modalidad que estime más conveniente a sus intereses entre las oficialmente autorizadas para el uso de las redes por el suministro de energía que el mismo desee demandar, siempre que cumpla las condiciones establecidas en el presente Real Decreto. Asimismo, el consumidor podrá elegir la potencia a contratar, debiendo ajustarse, en su caso, a los escalones correspondientes a los de intensidad normalizados para los aparatos de control.

2.º Al consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, que haya cambiado voluntariamente de tarifa, o modalidad, podrá negársele pasar a otra mientras no hayan transcurrido, como mínimo, doce meses, excepto si se produjese algún cambio en la estructura tarifaria que le afecte. Estos cambios no implican el pago de derecho alguno por este concepto a favor de la empresa distribuidora.

3.º Las empresas distribuidoras están obligadas a modificar la potencia contractual para ajustarla a la demanda máxima que deseen los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, excepto en el caso en que el consumidor haya modificado voluntariamente la potencia en un plazo inferior a doce meses y no se haya producido ningún cambio en la estructura de tarifas que le afecte, todo ello sin perjuicio de las autorizaciones que tuviera que dar la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo dispuesto en el presente Real Decreto.

4.º Por reducciones de potencia, las empresas distribuidoras no podrán cobrar cantidad alguna en concepto de derechos de enganche, acometida, ni ningún otro a favor de las empresas, salvo los gastos que se puedan producir por la sustitución o corrección de aparatos de medida o control de la potencia, cuando ello fuera necesario.

Los aumentos de potencia contratada se tramitarán como un alta adicional, sin perjuicio de que en lo sucesivo se haga una sola facturación.

5.º Es potestad del cliente con suministro en alta tensión inferior a 36 kV, y que disponga de un transformador de potencia no superior a 50 kVA, o de potencia superior a 50 kVA, en instalación intemperie sobre poste, realizar la medida en baja tensión y facturar en una tarifa de alta tensión. Para ejercer este derecho deberá comunicarlo a la empresa distribuidora. En este caso la energía medida por el contador se incrementará en 0,01 kWh por cada kVA de potencia nominal del transformador, durante cada hora del mes, y la energía consumida medida se recargará, además, en un 4 por 100. La potencia de facturación será un 4 por 100 superior a la medida si su valor se determina en el lado de baja tensión del transformador.

6.º Los suministros de socorro se tratarán como suministros independientes y como tales se facturarán, excepto si la alimentación la realiza la misma empresa distribuidora, en cuyo caso se facturará, únicamente, el 50 por 100 del término de potencia del suministro de socorro.

Uno. Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas

Se modifica el primer párrafo del apartado 1 del artículo 5 del 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, que queda redactado de la siguiente forma:

1. “Condiciones para la lectura y facturación de las tarifas de acceso. La lectura y, en su caso, instalación de los equipos de medida para la facturación de las tarifas de acceso, así como de la energía que haya que liquidarse en el mercado, será responsabilidad de los distribuidores. El plazo para el precintado de los equipos de medida será de quince días a contar desde la fecha en que, directa o indirectamente, el consumidor comunique a la empresa distribuidora que se ha procedido a la instalación del equipo o, en su caso, que opta por alquilarlo a la empresa distribuidora, y siempre que previamente se haya concedido el acceso de acuerdo con el apartado 3 del presente artículo. En estos casos la empresa distribuidora deberá presentar durante dicho plazo el contrato de acceso al solicitante para su firma.”

Dos. Tratamiento de la energía reactiva

En este artículo, se faculta al Ministerio para modificar los meses y horarios concretos a aplicar a cada zona prevista en el RD 1164/2001, por el que se establecen las tarifas de acceso, así como el término de facturación de reactiva del mismo Real Decreto.

Esta posibilidad parece adecuada si bien se deberían hacer dos precisiones. En primer lugar, se debería poder modificar, no sólo los meses y horarios, si no también la definición actual de zona única para toda la península; se ha de considerar que, tanto las curvas de carga zonales como las del conjunto del sistema, pueden aconsejar dividir la zona única formada por toda la península en más de una zona, al igual que existe para las tarifas integrales. En segundo lugar, se debería considerar que la modificación en la facturación de reactiva podría aconsejar ir más allá de la modificación de dicha facturación en la tarifa de acceso debiéndose dejar abierta la posibilidad de modificar la forma de facturar la reactiva, tanto en las tarifas de acceso como en las tarifas de suministro. Si bien se considera que no resulta necesario

incluir la precisión de que se pueda modificar el modo de facturación de la reactiva establecido en la O.M. de 1995, podría incluirse en esta redacción con objeto de clarificar que el nuevo método de facturación de la misma podría afectar tanto a las tarifas de acceso como a las integrales.

Así mismo, no parece del todo conveniente facultar al Ministerio de Industria para esta modificación, resultando más conveniente que la misma se realice en el Real decreto por el que se aprueba la tarifa eléctrica.

Por ello, se propone modificar el artículo 4. Dos redactándolo de la siguiente forma:

“ 1. En el Real Decreto por el que se apruebe la tarifa eléctrica para el año 2006 se podrá modificar ~~tantos~~ los meses que constituyen las temporadas eléctricas, ~~como~~ los horarios concretos a aplicar en cada período tarifario y ~~zonas~~ la zonificación previstos en el artículo 8 del presente Real Decreto, teniendo en cuenta la evolución de la curva de la demanda. Asimismo se podrá modificar el término de facturación de energía reactiva previsto en el apartado 3 del artículo 9 del presente Real Decreto, así como el complemento por energía reactiva previsto en el apartado 7.2. del punto séptimo de anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas”

Dos. Tratamiento de la energía reactiva

Se añade un párrafo al final del apartado 1 de la disposición final primera del 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, con la siguiente redacción:

“1. Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que pueda modificar tanto los meses que constituyen las temporadas eléctricas como los horarios concretos a aplicar en cada período tarifario y zonas previstos en el artículo 8 del presente Real Decreto, teniendo en cuenta la evolución de la curva de la demanda. Asimismo se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que pueda modificar el término de facturación de energía reactiva previsto en el apartado 3 del artículo 9 del presente Real Decreto.”

Tres. Homogeneización y separación de tarifas de baja tensión, mercado libre y regulado.

Se separan las tarifas de acceso haciendo que las tarifas 2.0A y 2.0nA dejen de ser una opción dentro del conjunto de las 3.0A. Esta Comisión considera adecuado el cambio con objeto de dotar de coherencia a las tarifas de baja tensión, considerando de forma conjunta los cargos por tarifas de acceso y garantía de potencia actualmente definidos, junto con los requisitos de medida transitorios existentes.

El hecho de que se permitan opciones, no adecuadamente previstas en el sistema tarifario actual, a los consumidores para poder situarse en distintos grupos tarifarios hace que se desvirtúe la imputación de costes que se realiza a cada grupo tarifario. Es por ello por lo que se considera adecuada la división y se hace preciso incluir la modalidad de que, con carácter excepcional, se pueda controlar la potencia contratada con maxímetro en las tarifas 2.0A y 2.0nA.

No obstante lo anterior, y bajo una consideración más amplia que pueda incluir una futura redefinición de la estructura y/o niveles tarifarios y de cargos por garantía de potencia, derivada de una metodología asignativa de costes para establecer las tarifas integrales y de acceso, se considera recomendable que se habiliten opciones tarifarias para todo tipo de clientes, incluidos los menores de 15 KW, que incluyan mayor discriminación horaria de energías activas y reactivas, sujetas a que el cliente disponga del equipo necesario que le permita la medida de potencias bloque-horarias en las condiciones adecuadas. Dichas opciones favorecerían la eficiencia energética del cliente y permitirían una asignación más eficiente de los costes a cada grupo tarifario.

Finalmente, cabría modificar la redacción dada en el segundo párrafo del punto 2.1. del proyecto de Real Decreto, ya que, en el Boletín de Instalador, no viene separada claramente la potencia que no puede ser interrumpida del resto de la potencia, por lo que debería sustituirse la redacción por la potencia instalada que figure en el boletín del instalador considerando la utilización de los equipos conectados a las instalaciones, quedando redactado como sigue:

“Excepcionalmente , en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpibles.”

considerando la utilización de los equipos conectados a la instalación. En todos los casos los máxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos”

Adicionalmente, y para los casos en que se emplee máxímetro, se hace preciso, tal y como establece el Proyecto de Real Decreto, establecer la manera de facturar las tarifas 2.0A y 2.0nA cuando se emplea máxímetro para determinar la potencia a facturar, que evidentemente ha de ser igual a la de la tarifa 3.0A.

Tres. Homogeneización y separación de tarifas de baja tensión, mercado libre y regulado.

1. Se modifican los párrafos 1 y 2 del artículo 7 del 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, que queda redactado de la siguiente forma:

“1. Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.- Será de aplicación a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW.

A esta tarifa sólo le es de aplicación la facturación de energía reactiva si se midiera un consumo de energía reactiva durante el período de facturación superior al 50 por 100 de la energía activa consumida durante el mismo, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Los suministros acogidos a esta tarifa podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA). En esta modalidad se aplican precios diferenciados para la energía consumida en las horas diurnas (punta-llano) de la consumida en las horas nocturnas (valle). La potencia facturada será la correspondiente a las horas diurnas. El límite de la potencia en las horas nocturnas será el admisible técnicamente en la instalación y además, quienes se acojan a esta tarifa deberán comunicar a la empresa distribuidora las potencias máximas de demanda en horas nocturnas y diurnas.

2. Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.- Será de aplicación a cualquier suministro de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.”

2. Se modifica el artículo 9 1.2.a)1 del 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, que queda redactado de la siguiente forma:

“1. Tarifa 2.0A el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del Interruptor de Control de Potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada. En la modalidad de 2 períodos, tarifa nocturna, el control mediante ICP se realizará para la potencia contratada en el período diurno (punta-llano).

Alternativamente, en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. En todos los casos, los maxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos.”

3. Se modifica el artículo 9 1.2.b)1 del 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, que queda redactado de la siguiente forma:

“1. Tarifa 2.0A: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada, en el caso en el que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia, o según la fórmula que se establece en el punto 1.2.b.2 del presente artículo, si dicho control de potencia se realiza por medio de maxímetro. Para los suministros acogidos a esta tarifa que opten por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA) la potencia a facturar será la correspondiente a las horas diurnas.”

7.2. Segundo. Obligación de comunicación de las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras para cumplir con los requisitos de control de tensión.

En relación con este apartado, esta Comisión considera que la comunicación por parte de los distribuidores de las inversiones realizadas por los mismos para cumplir con los requisitos de control de tensión exigidos a las redes de distribución respecto a la red de transporte, podría incluirse, como un apartado adicional, en las Auditorias anuales que las empresas transportistas y distribuidoras deben remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a las inversiones en redes de transporte y distribución. Por ello, esta Comisión propone la modificación del quinto párrafo del apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en el sentido apuntado. Así mismo, se quiere destacar que estas inversiones deberán quedar igualmente recogidas en la información regulatoria de costes, así como en el inventario de instalaciones de distribución, a remitir por los distribuidores

anualmente a la CNE una vez se apruebe e implemente el nuevo modelo retributivo para la actividad de distribución de energía eléctrica.

3. Término de facturación de energía reactiva.

El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en el caso de la tarifa simple de baja tensión (2.0A). No obstante, los consumidores a la tarifa simple de baja tensión estarán sujetos a la excepción que se concreta en el párrafo a) segundo del presente apartado. Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \varphi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos. El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh.

Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedando en poder de cada una de ellas, y se dedicarán a las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte, para lo cual deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, dentro de los tres primeros meses de cada año, un Plan de Actuaciones para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá recabar cuanta información sea necesaria y realizar las comprobaciones que estime oportunas, bien directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía, para garantizar la correcta dedicación de dichas recaudaciones.

Las condiciones particulares que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, son las siguientes:

a) Corrección obligatoria del factor de potencia:

Cuando un consumidor tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la empresa distribuidora que le suministra deberá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, si no se cumpliera el plazo establecido, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa.

Los suministros acogidos a la tarifa simple deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa ; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a

su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los períodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente. En el caso de suministros acogidos a tarifa simple nocturna, esto se aplicará sólo al período tarifario correspondiente a las horas diurnas.

b) Corrección de los efectos capacitivos:

Cuando la instalación de un suministro produzca efectos capacitivos que den lugar a perturbaciones apreciables en la red de distribución o de transporte, cualquier afectado por las perturbaciones podrá ponerlo en conocimiento del organismo competente, el cual, previo estudio de aquéllas, recabará del consumidor o su mandatario, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, su corrección y le fijará un plazo para ello. En caso de no hacerlo así se aplicarán las medidas que procedan, pudiendo llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes del distribuidor.

c) Gestión de los equipos de corrección de energía reactiva:

Las empresas distribuidoras podrán acordar con sus clientes, individualmente o con carácter general para una zona determinada, la desconexión total o parcial de sus equipos de corrección de energía reactiva y del contador de la misma durante las horas valle, y la fijación del término por energía reactiva a aplicar en estos casos. Dichos acuerdos deberán tener la conformidad de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Segundo. Obligación de comunicación de las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras para cumplir con los requisitos de control de tensión.

Se modifica el quinto párrafo del punto 3 del apartado 1.3 del artículo 9 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, que queda redactado de la siguiente forma:

“Las empresas distribuidoras deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas una relación de las inversiones realizadas durante el año anterior desagregadas por tipos de elementos y por tipos de zonas llevadas a cabo para cumplir con los requisitos de control de tensión. La remisión de las inversiones realizadas durante el año anterior deberá realizarse anualmente durante el primer trimestre del año siguiente a que se refieren las inversiones.”

8. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 1435/2002.

8.1. Primero. Homogeneización de las condiciones de contratación en el mercado libre y regulado.

Uno. Mayor información a difundir por las empresas distribuidoras

Con la modificación del Proyecto de Real Decreto se evita la discrecionalidad que suponía que el distribuidor pudiese exigir el poder que el cliente otorga al comercializador, lo que daba lugar a que unos lo exigieran y otro no, con los consiguientes mayores plazos en el cambio de suministrador en ciertas zonas respecto a otras.

También se incluyen una serie de precisiones que viene a aclarar que, en cualquier caso, las obligaciones del distribuidor respecto al consumidor se siguen manteniendo, e incluso que en el caso de rescisión de contrato entre el comercializador y el consumidor, éste mantiene todos los derechos asociados a la instalación sin que procedan actualizaciones, lo que resulta totalmente adecuado.

Se añaden también los requisitos de información mínimos que deben incluir los comercializadores en sus facturas: Código Unificado de Punto de Suministro, número de póliza de acceso, tarifa de acceso, datos necesarios para el cálculo de dicha tarifa de acceso y fecha de finalización del contrato. Estos datos que se exigen en el Proyecto de Real Decreto resulta imprescindible que figuren en las facturas de los comercializadores, ya que sin ellos no resulta posible proceder al cambio de comercializador de una forma rápida, puesto que, sin estos valores, el comercializador no puede acceder al registro y disponer de una información mínima para efectuar una oferta. La falta de esta información supone actualmente en la práctica una barrera para el cambio de comercializador.

También se añade en el punto 3 una serie de condiciones a los contratos de baja tensión en cuanto a su vigencia, tiempo de preaviso ante la rescisión de contrato y penalizaciones máximas, dando opción a contratos de duración superior al anual, en cuyo caso ha de ser aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Esto parece apropiado, en tanto existe una clara asimetría de información entre los comercializadores y los consumidores, siendo necesario que se establezcan unas condiciones mínimas que deban cumplir este tipo de contratos, sin impedir, por otra

parte, otras posibilidades de contratación, si bien, en este caso, se exige la aprobación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con objeto de que no se empleen otras alternativas para evitar el cumplimiento de las condiciones mínimas que se han establecido con carácter general. No obstante se debería aclarar si las penalizaciones máximas incluyen o no la indemnización por daños y perjuicios.

En este artículo se aclara la diferencia no explicitada anteriormente en el RD 1435/2002, sobre lo que es una anulación y lo que supone una reposición, estableciendo las responsabilidades del comercializador en este último caso. Esto era necesario, en tanto esta diferenciación era imprescindible para distinguir entre dos situaciones que, si bien en último término suponían la vuelta al estado inicial, deshaciendo la operación, originaban costes muy distintos en los procesos de los distribuidores.

Se modifica el contenido y el acceso a la base de datos de suministro definida en el artículo 7 del RD 1435/2002. Los cambios en el contenido son mínimos, ya que sólo se desdobra el campo de fecha del último movimiento de contratación, dividiéndose en dos: fecha del último movimiento de contratación a efectos tarifarios y fecha del último cambio de comercializador, con lo que la información resulta más clara, y, también, se incluye el consumo de los dos últimos años naturales en vez del último, que hace que la información sea más exhaustiva. El acceso a la base de datos sí que varía sustancialmente, ya que los comercializadores tienen acceso a todos los datos del registro y este acceso es gratuito.

El hecho de que los comercializadores tengan acceso al registro de forma telemática es fundamental, ya que disminuye en gran medida los costes de las transacciones – el comercializador puede realizar las ofertas hasta en modo automático, conociendo prácticamente la totalidad de los parámetros y pautas de consumo – y, además disminuye el número de posibles errores en las comunicaciones y solicitudes de los comercializadores a los distribuidores, evitando demoras en los cambios y costes en los procesos, ya que aquellos disponen de la misma información que los distribuidores.

No obstante, a pesar de que se considera imprescindible el acceso de los comercializadores a la base de datos se hace preciso realizar dos puntualizaciones.

La primera es que cabría la posibilidad de que los datos c) ,d) y e) que se incluyen en la base de datos permita identificar a los consumidores, y por tanto pudieran considerarse datos de carácter personal. No existiría problema alguno en eliminar la posibilidad de que los comercializadores tengan acceso a estos datos c) ,d) y e) que, en todo caso, conocen antes de elaborar sus ofertas y no les aporta información relevante alguna. Así mismo, debe preservarse el derecho de los consumidores a que sus datos no sean difundidos, ello de acuerdo con la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal.

También, con objeto de completar la información dada a los consumidores y comercializadores, cabría incluir un nuevo campo en el punto 5.1:

t') Fecha límite de los derechos reconocidos de acceso

La segunda, es que se considera más adecuado que el acceso al registro no sea gratuito. En primer lugar porque dicho acceso supone un notable ahorro de costes a los comercializadores a la hora de elaborar sus ofertas y gestionar las solicitudes de activación de los cambios de suministrador, con lo que podrían soportar cierto cargo por su empleo. Asimismo, al ser el acceso gratuito, se está transfiriendo a la actividad regulada el coste de la creación, gestión y mantenimiento del registro y, en última instancia a todos los consumidores, con independencia de que estos obtengan beneficios. En segundo lugar porque resulta siempre más eficiente, desde el punto de vista económico, una política de costes basada en que los soporten aquellos que los originan y no el conjunto del sistema por ello, se propone que se defina un precio regulado por el acceso de los comercializadores al registro.

En base a lo señalado en los párrafos anteriores, se propone modificar la redacción dada a 5.2. de la siguiente manera:

2. Los consumidores tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en este registro de forma gratuita. ~~Igualmente los comercializadores podrán acceder gratuitamente a los datos contenidos en el citado registro.~~

Los comercializadores podrán acceder a los datos señalados en el punto 1 del presente artículo, salvo a los contenidos en las letras b),c), d) y e) en la forma y con los requisitos que establezcan las disposiciones de desarrollo del presente Real Decreto.

No obstante lo señalado anteriormente, los consumidores podrán manifestar por escrito a los distribuidores su voluntad de que sus datos no sean accesibles a los comercializadores.

Se establece la obligación de que los distribuidores de más de 50.000 clientes deban disponer de acceso telemático. Esto significa, en primer lugar que sólo las distribuidoras asociadas en UNESA y dos de las acogidas a la Disposición Transitoria 11 de la Ley 54/1997 tendrían que disponer de sistemas telemáticos. Se considera que el límite de 50.000 consumidores es muy elevado y que en todo caso habría que disminuir esta cifra a 10.000, incluyendo con ello a las empresas de la D.T. 11 de mayor tamaño.

No obstante, se ha de tener en cuenta que si los comercializadores no pueden realizar ofertas telemáticamente los costes, tanto de presentación de ofertas como de gestión de los contratos, se multiplican hasta unos extremos que, a efectos prácticos, hacen inviables las ofertas de la mayoría de los comercializadores. Se impide, por tanto, que los consumidores conectados a las redes de los distribuidores de menor tamaño puedan acceder al mercado liberalizado, o en el caso de acceder, a que el número de ofertas que puedan recibir sea menor y, por ende, las condiciones de las mismas peores que el de los consumidores de los distribuidores de mayor tamaño.

Se está limitando el derecho de opción de los consumidores, en función de las características de los distribuidores, prevaleciendo los intereses o capacidad de éstos sobre aquellos, lo que en modo alguno parece apropiado.

Cabe señalar que existe experiencia internacional, por ejemplo en Bélgica, en donde existe un sistema centralizado, al que se han asociado libremente los distribuidores de menor tamaño y que se relaciona con los comercializadores de la misma manera que los sistemas individuales de las grandes distribuidoras, que tienen su sistema propio.

Esto, que permitiría que los consumidores conectados a las redes de los distribuidores de menor tamaño ejerciesen sus derechos al igual que los conectados a las redes de mayor tamaño, puede suponer una solución notablemente superior a la de eximir de instalar sistemas telemáticos a los distribuidores de menor tamaño, teniendo perfecta cabida en la regulación actual.

Por ello, se debería rebajar el límite de 50.000 a 10.000, pero no eximiéndoles de la obligación de instalar sistemas, sino incluyendo la posibilidad de que la Dirección General de Política Energética y Minas estableciese las simplificaciones y adaptaciones de los sistemas que deben implementar los distribuidores de menor tamaño, ya que, sin perjuicio de que sea conveniente una adaptación de las exigencias de información a lo reducido de su mercado y que no sean precisos sistemas tan potentes para estos distribuidores, no se deben conculcar, bajo ningún concepto, los derechos de los consumidores conectados a estas redes. En este sentido, se propone modificar la redacción de 4.3., de la siguiente forma:

3. Los distribuidores ~~de mas de 50.000 clientes~~ deberán disponer de sistemas de acceso telemáticos a las bases de datos a las que se refiere el presente artículo antes del 30 de septiembre de 2005.” La Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer las adaptaciones de los procedimientos del artículo 8 del presente Real Decreto y de los sistemas de acceso telemáticos a la base de datos de los distribuidores cuyos suministros sean inferiores a 10.000.

En relación a los precios de las actuaciones se considera que se debería incluir el coste del acceso al registro de puntos de suministro, en base a lo expuesto anteriormente, y, además, un coste por cambio de suministrador si este se lleva a cabo antes de que haya transcurrido un año desde el último cambio de suministrador realizado.

Esto se considera apropiado, en tanto cualquier cambio conlleva unos costes que si son gratuito, debe soportar el conjunto del sistema y, por tanto, cualquier cambio adicional, debería ser pagado por quien lo origina; se mantiene el principio de que el sistema soporta los costes de un cambio anual y que los cambios adicionales deben ser pagados por quien los origina. Por ello, se propone modificar el precio de las actuaciones relativas al cambio de suministrador quedando como sigue:

1. Precio de las actuaciones relativas al cambio de suministrador

<i>Tipo de Actuación</i>	
<u>Coste de acceso a la base de datos de consumidores</u>	<u>0,3 €/CUPS</u>
Anulaciones antes de activación nuevo contrato	3 €
Reposición antes 1ª Factura	15 €
Reposición después 1ª Factura	30 €
<u>Cambio de comercializador anterior a un año</u>	<u>15 €</u>

No obstante lo anterior, se requiere resaltar que en la normativa similar relativa al sector del gas natural no se ha incluido ni en la normativa ni en la propuesta realizada por esta Comisión, una medida similar.

Por último, se han incluido como indicadores de calidad de atención al cliente todos aquellos aspectos relativos a la información que deben aportar los distribuidores y el cumplimiento de los plazos relativos a los cambios, lo que resulta de todo punto necesario.

Artículo 3. Formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía

El consumidor puede optar por contratar directamente el acceso a las redes con el distribuidor y la energía con un comercializador o por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador.

1. Los consumidores que opten por contratar el acceso a las redes directamente con el distribuidor, quedarán obligados a aportar a este último justificación documental acreditativa de la existencia de un contrato de adquisición de energía con un comercializador así como documentación acreditativa de la duración del mismo.

2. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador, este último sólo podrá contratar con el distribuidor el acceso a las redes como mandatario del consumidor. El contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador, deberá formalizarse por escrito. En él deberá incluirse una autorización para que el comercializador pueda actuar como mandatario del consumidor, contratando con el distribuidor la tarifa de acceso y traspasar al distribuidor los datos necesarios para el suministro. La recogida,

tratamiento y traspaso de estos datos deberán observar en todo momento las previsiones establecidas en la normativa sobre protección de datos de carácter personal que resulte de aplicación.

3. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el distribuidor podrá exigir el poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito será a todos los efectos el del consumidor correspondiente.

4. En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar el acceso a las redes a través de un comercializador, éste deberá informar al consumidor en lo relativo a la facturación correspondiente a la tarifa de acceso de acuerdo con lo establecido en el artículo 81.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Uno. Mayor Información a difundir por las empresas distribuidoras.

1. Se da una nueva redacción al apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, que queda redactado de la forma siguiente:

“3. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el comercializador deberá disponer de poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito con el distribuidor será a todos los efectos la del consumidor correspondiente.

En cualquier caso, el distribuidor mantendrá con el consumidor todas las obligaciones relativas al contrato de acceso y en caso de rescisión del contrato entre el comercializador y el consumidor, éste será el titular del depósito de garantía, así como de cualquier otro derecho asociado a la instalación, sin que pueda ser exigible, por parte del distribuidor, actualización alguna con motivo de la renovación contractual.”

2. Se añade un nuevo apartado 5 al artículo 3 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, con la siguiente redacción:

“5. *Los comercializadores en sus facturas a los consumidores deberán necesariamente hacer constar el Código Unificado de Punto de Suministro, el número de póliza de contrato de acceso, la tarifa de acceso a que estuviese acogido el suministro, los datos necesarios para el cálculo de dicha tarifa de acceso y la fecha de finalización del contrato.*”

3. Se añade un nuevo apartado 5 al artículo 4 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, que queda redactado de la forma siguiente:

“5. Con carácter general, los contratos de suministro de energía en baja tensión celebrados entre los comercializadores y consumidores tendrán una duración máxima de un año, pudiéndose prorrogar tácitamente por períodos de la misma duración. Las prórrogas de estos contratos podrán ser rescindidas por el consumidor con un preaviso de quince días de antelación, sin que proceda cargo alguno en concepto de penalización por rescisión de contrato.

En el caso en que, a causa del consumidor, se rescindiera un contrato antes de iniciada la primera prórroga, las penalizaciones máximas por rescisión de contrato no podrán exceder el 5% del precio del contrato por la energía estimada pendiente de suministro. A este efecto, se empleará el método de estimación de medidas vigente para el cambio de suministrador.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá aprobar contratos tipo de suministro de energía en baja tensión de duración superior a un año, estableciendo las condiciones, y, en su caso, penalizaciones máximas que podrán establecer los comercializadores en caso de rescisión de los contratos.”

4. Se añade un nuevo apartado 6 al artículo 4 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, con la redacción siguiente:

“6. En un proceso de cambio de suministrador, los consumidores y los comercializadores podrán solicitar que se realice una anulación, en tanto no se haya activado el cambio o se hayan comenzado las actuaciones en campo si fuesen precisas. Si con posterioridad a estos hechos se produce una solicitud de anulación del cambio, se entenderá como una reposición, siendo por cuenta del comercializador, tanto el coste de reposición, como el de la energía y de la tarifa de acceso, hasta que se produzca la activación a la situación anterior al cambio. Todo ello sin perjuicio de las cláusulas previstas en el contrato entre el comercializador y el consumidor.”

5. Se da una nueva redacción al artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, que queda redactado de la forma siguiente:

“1. Las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente actualizada, en la que consten al menos los siguientes datos:

- a) Código Universal de Punto de Suministro
- b) Empresa distribuidora
- c) Ubicación del punto de suministro
- d) Población del punto de suministro
- e) Provincia del punto de suministro
- f) Fecha de alta del suministro
- g) Tarifa en vigor de suministro o de acceso
- h) Tensión de suministro
- i) Potencia máxima autorizada por boletín de instalador autorizado
- j) Potencia máxima autorizada por acta de autorización de puesta en marcha
- k) Tipo de punto de media
- l) Disponibilidad de Interruptor de Control de Potencia
- m) Tipo de perfil de consumo
- n) Derechos de extensión reconocidos
- ñ) Derecho de accesos reconocidos
- o) Propiedad del equipo de medida
- p) Propiedad de Interruptor de Control de Potencia
- q) Potencias contratadas en cada período
- r) Fecha del último movimiento de contratación a efectos tarifarios
- s) Fecha del último cambio de comercializador
- t) Fecha límite de los derechos reconocidos de extensión
- u) Consumo de los dos últimos años naturales (por períodos de discriminación horaria y meses)
- v) Fecha de la última lectura

Las empresas distribuidoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica.

2. Los consumidores tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en este registro de forma gratuita. Igualmente los comercializadores podrán acceder gratuitamente a los datos contenidos en el citado registro.

3. Los distribuidores de más de 50.000 clientes deberán disponer de sistemas de acceso telemáticos a las bases de datos a las que se refiere el presente artículo antes del 30 de septiembre de 2005.”

6. Se añade un nuevo artículo 10 en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, con la redacción siguiente:

“Artículo 10. Precios de las Actuaciones.

Los precios a repercutir por los distribuidores a los comercializadores por las actuaciones de anulación de contratos, reposición de contratos y cambio de

comercializadora que se hace referencia en el presente Real Decreto, son los que figuran en el cuadro siguiente:

1. Precio de las actuaciones relativas al cambio de suministrador

Tipo de Actuación	
Anulaciones antes de activación nuevo contrato	3 €
Reposición antes 1ª Factura	15 €
Reposición después 1ª Factura	30 €

2. Estos precios se actualizarán por el Gobierno con carácter anual o cuando las circunstancias así lo aconsejen. A estos efectos los distribuidores deberán presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos detallados por tipo de actuación, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía con carácter previo a dicha actualización.”

7. Se añade una disposición adicional cuarta en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, con la redacción siguiente:

“Disposición adicional cuarta. Procedimientos de cambio de modalidad de contrato en alta tensión.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía desarrollará los procedimientos de paso de contrato a tarifa de suministro a contrato de tarifa de acceso, cambio de comercializador, así como cualquier otro procedimiento que afecte a los procesos de gestión y administración de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en alta tensión relativos a las relaciones entre los consumidores, distribuidores y comercializadores.”

8. Se añade una disposición adicional quinta al Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión, con la siguiente redacción:

“Disposición adicional quinta. Indicadores de calidad de la atención al consumidor.

Se considerarán indicadores de calidad de la atención al consumidor a los efectos previstos en el artículo 103.2 del 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, además de los previstos en el citado artículo los siguientes:

Informar a los consumidores y comercializadores de los datos definidos en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

Responder a las solicitudes de acceso de los consumidores y comercializadores en los plazos que señala el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

Cumplir los plazos que señala el artículo 6 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.”

9. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 2018/1997.

9.1. Primero. Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas

La modificación introducida en este artículo se realiza en coherencia con lo señalado anteriormente en el artículo 4 y en los Reales Decretos de Tarifas según la cual la instalación corresponde a los distribuidores en el caso de equipos alquilados y, si el consumidor opta por aportar los equipos de medida y control, sólo alcanza la responsabilidad del distribuidor a la conexión y precintado. En cualquier caso, y

también en coherencia con el artículo 4, se debería limitar la obligación de alquiler de equipos de medida a los consumidores de baja tensión, o en todo caso a estos y a los puntos de medida de tipo 3, ya que los puntos de medida de tipo 1 y 2 son de consumidores de elevada demanda, capaces de gestionar las adquisiciones de equipo de medida por sus propios medios, siendo insuficiente plazos de 15 días para adquirir e instalar dichos equipos, salvo que sea con un sobrecoste muy elevado.

Asimismo, se debería eliminar la referencia expresa a que el distribuidor informe al cliente de que pueda alquilarle el equipo al comercializador, dejándolo de forma genérica como que puede alquilarlo a terceros o bien adquirirlo en propiedad.

Por todo lo expuesto anteriormente, se propone modificar la redacción del artículo en los siguientes términos:

“a. El responsable de un equipo de medida lo será de la instalación de medida y del mantenimiento y operación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. La responsabilidad alcanza a todos los costes inherentes a dichos equipos e instalación de medida, excepto para los puntos frontera de clientes que adquieran su energía en el mercado, a quienes será de aplicación lo previsto en los artículos 3.7.1 y 26 a) del presente Real Decreto respecto al coste de lectura y comunicaciones. La conexión de los equipos de medida y el precintado de la caja de bornes, así como la desconexión, desprecintado y cierre de lecturas si procede, siempre la realizará el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos ~~al cliente~~ a los clientes con puntos de medida tipo 3, 4 y 5, al precio legalmente establecido, si así lo desea el cliente, e informarle de que puede, asimismo, alquilarlo ~~al comercializador~~ a terceros, o bien adquirirlo en propiedad”.

Artículo 9.—Responsables de los equipos.

2. Otras responsabilidades:

- a) El responsable de un equipo de medida lo será de su instalación y de su mantenimiento y operación, sin perjuicio de que pueda contratarlos con terceros.
- b) El responsable de cada equipo de medida lo será, igualmente, de poner la medida en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas.

c) El responsable de cada equipo de medidas solicitará al operador del sistema que efectúe la lectura local o remota.

d) El responsable de un equipo de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al mismo del operador del sistema, de los demás participantes en la medida y de las Administraciones competentes, en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación y verificación.

3. El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de los equipos de medida y de sus responsables. Para la inclusión en el inventario y puesta en explotación de un equipo de medida, éste deberá cumplir los requisitos exigidos por este Reglamento y demás disposiciones vigentes en la materia.

Primero. Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas

Se modifica el punto a. del apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, que queda redactado de la siguiente forma:

“a. El responsable de un equipo de medida lo será de la instalación de medida y del mantenimiento y operación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. La responsabilidad alcanza a todos los costes inherentes a dichos equipos e instalación de medida, excepto para los puntos frontera de clientes que adquieran su energía en el mercado, a quienes será de aplicación lo previsto en los artículos 3.7.1 y 26 a) del presente Real Decreto respecto al coste de lectura y comunicaciones. La conexión de los equipos de medida y el precintado de la caja de bornes siempre la realizará el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos al cliente, al precio legalmente establecido, si así lo desea, e informarle de que puede, asimismo, alquilarlo al comercializador o a terceros, o bien adquirirlo en propiedad.”

10. CONSIDERACIONES SOBRE EL REAL DECRETO 2392/2004.

10.1. Primero. Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas

Resulta adecuado que el cambio de tensión debido a la normalización de ésta no suponga un mayor coste para los consumidores. En este sentido, la propuesta de Real Decreto viene a corregir el efecto que podría suponer, para los consumidores existentes, el cambio de tensión, a quienes podría pasar a cobrarseles más en

concepto de término de potencia o incluso solicitar la adecuación de garantías, salvo que se incluya la salvedad del Proyecto de Real Decreto.

En este mismo sentido, se debería incluir que los nuevos suministros conectados a las nuevas tensiones normalizadas también se vean afectados por este coeficiente, tanto en lo relativo a los términos de potencia de las tarifas de acceso como a los derechos de acceso, puesto que, en caso contrario, se estaría creando una asimetría no justificada entre consumidores.

En este sentido, se propone modificar la redacción propuesta en el siguiente :

Disposición Adicional Duodécima del RD 2392/2004

“Todo cambio de potencia contratada que derive únicamente de un proceso de normalización de tensión de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, siempre que no suponga una modificación de la intensidad, no dará lugar a cargo alguno en concepto de cuota de acceso, actualización del depósito de garantía, ni la presentación de un nuevo Boletín de Instalador. En estos casos, los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes y de las tarifas de suministro deberán multiplicarse por el factor 0,956522.

Los contratos que se suscriban tanto a tarifas de suministro como a tarifas de acceso a las redes a las nuevas tensiones normalizadas en Baja Tensión de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, no supondrán para el consumidor un mayor coste respecto a lo que hubiese debido abonar si dichos contratos se hubiesen suscrito a la tensión de 220 V. A tales efectos, la cuota de acceso, el depósito de garantía y los términos de potencia de las tarifas de suministro y de acceso a las redes, todo ello en Baja Tensión, deberán multiplicarse por el factor 0,956522”.

Disposición adicional duodécima. Cambio de modalidad de contratación en baja tensión.

En el caso de cambio de la modalidad de contratación con motivo del ejercicio del derecho de cualificación del consumidor desde una tarifa de suministro a una tarifa de acceso a las redes de baja tensión, todo ello en baja tensión, la nueva potencia a contratar que resulte, en su caso, de la nueva tensión normalizada en baja tensión de 230 V, y siempre que dicho cambio no suponga una modificación de la intensidad, deberá entenderse como ya adscrita anteriormente a la instalación, sin que proceda, en este caso, cargo alguno en concepto de actualización de depósito

de garantía, ni la presentación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes deberá multiplicarse por el factor 0,956522.

Primero. Instalación de equipos de control de potencia y homogeneización de tensiones normalizadas

Se modifica la disposición adicional duodécima del Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, que queda redactado de la siguiente forma:

“Todo cambio de potencia contratada que derive únicamente de un proceso de normalización de tensión de 220V a 230V, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, siempre que no suponga una modificación de la intensidad, no dará lugar a cargo alguno en concepto de cuota de acceso, actualización del depósito de garantía ni la prestación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos, los términos potencia de las tarifas de acceso a las redes y de las tarifas de suministro deberán multiplicarse por el factor 0,956522.”

11. MODIFICACIONES AL R.D. 436/2004 DE 12 DE MARZO

La Comisión Nacional de Energía una vez publicado el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, emitió con fecha 3 de junio de 2004, un informe a solicitud del Secretario General de la Energía, en el que se realizaba una valoración de la normativa sobre el régimen especial, una vez publicado el Real Decreto 436/2004, identificando dos grupos de medidas a adoptar:

- a) Desarrollos normativos pendientes (como la retribución de la garantía de potencia para las energías renovables no consumibles y no hidráulicas, la regulación de las condiciones para soportar los huecos de tensión, así como las regulaciones referidas a la conexión a la red, al sistema de garantía de origen o a la transposición de la Directiva de cogeneración).
- b) Aspectos del RD 436/2004 que precisan aclaración, con el suficiente rango normativo, a efectos de facilitar la elaboración de la facturación de la energía cedida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados.

En la actual propuesta de Real Decreto, se recogen muchos de los aspectos que figuran en el referido informe de la Comisión. A continuación se describen otros aspectos que no han sido tenidos en cuenta o, para los que la CNE considera que es necesario efectuar observaciones al texto que se informa.

11.1. CUARTO. Artículo 28. Participación en el mercado

Se modifican los apartados 2, 4 y 5, y se añaden los apartados 6 y 7 al artículo 28 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el fin de mejorar la regulación y adaptar las referencias que el Real Decreto Ley 5/2005 realiza acerca de la figura del operador dominante, del representante y de la representación de terceros.

En primer lugar señalar que se debería modificar los cinco apartados actualmente vigentes del artículo 28 para sustituir el concepto de “*agente vendedor*” por el de “*representante*”.

Asimismo, se realizan a continuación determinadas observaciones a la propuesta de modificación del Artículo 28, con el fin de mejorar el texto:

- Resulta apropiado limitar no sólo la limitación de la representación de terceros por parte de las personas jurídicas participadas por los titulares de las instalaciones de producción en régimen ordinario, sino también por parte de sus “*matrices*”.
- Parece necesario precisar el término “*persona jurídica participada*” con el fin de evitar posibles interpretaciones, haciendo referencia al artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

A continuación se señalan las modificaciones propuestas, en un texto alternativo:

“4. Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados anualmente por la Comisión Nacional de Energía, así como sus matrices o las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de las instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador principal y sus instalaciones de régimen especial.”

Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas²

*“5. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como **sus matrices** o las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción, podrán actuar como representantes de instalaciones de producción en régimen especial, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y cuenta ajena, y hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta de participación del titular, sus matrices y sus personas jurídicas participadas en la oferta del mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones de régimen especial. **Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas**”*

Por otra parte, la CNE considera positivo el nuevo párrafo del Artículo 28.7 de la propuesta de Real Decreto, por el que reestablece la obligación de que las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW de estar asociadas a un centro del control, que actuará como interlocutor del operador del sistema, ya que la medida resulta beneficioso para la correcta y eficiente transmisión de consignas para la operación en tiempo real, al reducir drásticamente el número de interlocutores que reciben instrucciones directamente de dicho operador.

No obstante, la CNE considera que su ubicación más apropiada sería el *Artículo 21 Condiciones de la cesión de energía eléctrica*.

Además, la CNE considera que se deberían detallar a nivel de Real Decreto los criterios que definan dicho centro del control, para que a continuación, pueda ser

² Artículo 185 de la LSA. 1. A los efectos de este capítulo se entiende por participaciones los derechos sobre el capital de otras sociedades que, creando con éstas una vinculación duradera, estén destinadas a contribuir a la actividad de la sociedad. 2. Se presumirá que existe participación en el sentido anteriormente expresado cuando se posea, al menos, el veinte por ciento del capital suscrito de otra sociedad, o del tres por ciento si ésta cotiza en Bolsa.

desarrollada esta regulación mediante el correspondiente procedimiento de operación. Entre los criterios que deberían figurar en la propuesta de Real Decreto estarían los siguientes:

- Se ha de dar libertad a los titulares de las instalaciones para asociarse a un centro de control, previa verificación por parte del operador del sistema, del cumplimiento de las condiciones técnicas requeridas.
- Se debería definir un tamaño mínimo de potencia instalada asociada a un centro de control, con el fin de conseguir realmente el fin perseguido.
- La obligatoriedad de las instalaciones de producción en régimen especial asociarse a centros de control supone un esfuerzo y un coste adicional apreciable, sobretodo para las de menor tamaño. Además, si éstas no constituyesen su propio despacho se verían obligados a llegar a acuerdos para su inclusión en los de otros agentes con mayor capacidad y que desempeñan su misma actividad, con el consiguiente perjuicio para la competencia en el sector. Con intención de paliar estos efectos negativos, la Comisión considera adecuado el establecimiento de centros de control por defecto. Esta función podría ser atribuida a los centros de control de las empresas gestoras de las redes de distribución de cada zona, o bien al centro de control de REE, en el caso de que ésta lo constituyera por sí misma.

Artículo 28. Participación en el mercado.

1. El titular de una instalación acogida al régimen especial podrá participar en el mercado directa o indirectamente, mediante un agente vendedor, que actuará como su representante.

La participación indirecta mediante un agente vendedor es posible tanto en la presentación de ofertas en el mercado de producción como en la firma de contratos bilaterales o en la negociación a plazo.

2. El agente vendedor deberá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello. El titular de la instalación acogida al régimen especial que participe en el mercado mediante agente vendedor no necesitará adquirir la condición de agente de dicho mercado.

3. El agente vendedor podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

4. Los operadores principales del sector eléctrico, determinados anualmente por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como agentes vendedores en representación de las instalaciones de producción en régimen especial de las que sean titulares.

5. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario a las que no sean de aplicación el artículo 41, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como agentes vendedores en representación de instalaciones de producción en régimen especial de las que sean titulares.

Cuarto. Se modifican los apartados 2, 4 y 5, y se añaden los apartados 6 y 7 al artículo 28 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, quedando establecidos en los siguientes términos:

“2. El agente vendedor podrá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello.

Si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción no será necesario que el agente vendedor se acredite como tal.

4. Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de la Energía, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como agentes vendedores en representación de las instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial.

5. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción, podrán actuar como agentes vendedores en representación de instalaciones de producción en régimen especial, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y cuenta ajena, y hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta de participación del grupo de sociedades en la oferta del mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones de régimen especial.”

6. La Comisión Nacional de Energía será responsable de incoar los correspondientes procedimientos sancionadores en caso de incumplimiento de lo previsto en los apartados anteriores.

7. Se establece la obligación para todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW de estar asociadas a un centro de control, que actuará como interlocutor del operador del sistema, transmitiendo las instrucciones a los distintos propietarios de dichas instalaciones o sus representantes, con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.”

11.2. QUINTO. Artículo 41 Instalaciones con potencia superior a 50 MW

Se modifica la redacción actual del Artículo 41.2 Instalaciones con potencia superior a 50 MW, en relación al incentivo económico que podrían percibir las cogeneraciones, para que el incentivo a percibir no sea automático (25% de la tarifa media o de referencia), sino fijado por el Gobierno, tanto en su cantidad como en su duración, en línea con lo establecido en el Real Decreto de tarifas de 2005.

La CNE entiende que en tanto no sea transpuesta a la normativa vigente la Directiva de promoción de la cogeneración, se debería acotar la concesión del incentivo para otorgarlo únicamente a las cogeneraciones que, de acuerdo con el párrafo tres del artículo 17 del Real Decreto Ley 6/2000 por el que se añade un párrafo final al artículo 32.3 del RD 2818/1998, hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/2004. Para este colectivo, deberían figurar en la propuesta de Real Decreto otros criterios necesarios para determinar la percepción de dicho incentivo, como el de la obtención de una tasa de rentabilidad razonable con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales, considerando unos precios máximos del gas natural, y del vapor útil cedido por la cogeneración, y unos precios mínimos de venta de la energía eléctrica en el mercado organizado.

Asimismo, se debería modificar el primer párrafo del mismo apartado 2 del artículo 41 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo para eliminar la indeterminación derivada de las expresiones “*su producción o excedentes*”, y al tratarse de instalaciones que proceden del régimen especial, para establecer que se establece por sus “*excedentes*”.

Quinto. Racionalización del Incentivo de las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW.

Se modifica el apartado 2 del artículo 41, del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, quedando redactado de la siguiente forma:

“2. Las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW, incluidas las que estaban acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, así como aquéllas a las que se refiere su disposición adicional segunda, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes.

Para aquellas de estas cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, y siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, el Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima complementaria referida a un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, así como la duración máxima de la misma.”

11.3. OTRAS MODIFICACIONES DEL RD 436/2004

11.3.1. Laminación del escalón retributivo de la energía fotovoltaica

Con el fin de mejorar la regulación económica de la energía solar fotovoltaica, evitando ciertas ineficiencias detectadas por la instalación de múltiples inversores y otros instrumentos como los equipos de medida, motivadas del enorme escalón retributivo existente entre instalaciones de potencia inferior o superior a 100 kW, que determina la inexistencia de instalaciones individuales comprendidas entre 100 kW y 1 MW³, se propone mantener el punto 1 del Artículo 33 *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b)*, grupo b.1: *energía solar*, del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que establece la regulación económica de las instalaciones de potencia inferior a 100 MW, y modificar el punto 2 del mismo artículo, para laminar la retribución correspondiente al tramo de potencia 100 kW a 1 MW, y mantener la retribución actual para instalaciones de 1 o más MW, en la forma siguiente:

“ 2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b.1.1:

2.1 Potencia instalada superior a 100 kW y no más de 1.000 kW:

Los primeros 25 años desde su puesta en marcha:

Tarifa: Porcentaje en tanto por 100 determinado con: $605,5 - 0,305 * P$

³ Existen sin embargo algunas instalaciones más antiguas de 1 MW o más.

*Prima: Porcentaje en tanto por 100 determinado con: $555,5 - 0,305 * P$*

Incentivo: 10 por ciento

A partir del año 26 desde su puesta en marcha:

*Tarifa: Porcentaje en tanto por 100 determinado con: $484,4 - 0,244 * P$*

*Prima: Porcentaje en tanto por 100 determinado con: $433,3 - 0,233 * P$*

Incentivo: 10 por ciento

2.2 Potencia instalada superior a 1.000 kW:

Los primeros 25 años desde su puesta en marcha:

Tarifa: 300 por ciento

Prima: 250 por ciento

Incentivo: 10 por ciento

A partir del año 26 desde su puesta en marcha:

Tarifa: 240 por ciento

Prima: 200 por ciento

Incentivo: 10 por ciento

Siendo P la potencia de la instalación expresada en kW”

2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b.1.1:

Tarifa: 300 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 40 por ciento a partir de entonces.

Prima: 250 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

11.4. OTRAS MODIFICACIONES TÉCNICAS DEL RD 436/2004

Sería conveniente incluir en esta propuesta de Real Decreto otras modificaciones de carácter técnico, realizadas por la CNE en otros informes:

- Es conveniente mantener la limitación del RD 2818/1997 al tránsito al régimen especial de las instalaciones que estuvieron en el MLE antes de la entrada en

vigor de la Ley del Sector Eléctrico . Por ello, se debería añadir un número 3 al Artículo 2:

“3. No podrán acogerse al presente real decreto aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor de la Ley del sector Eléctrico, hubieran estado sometidas al régimen previsto en el real decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, salvo que hubieran permanecido sin producción durante cinco años anteriores a la soliocirtud sde inclusión y superado el periodo de vida útil que dicha reglamentación establecía”.

- En el artículo 4.3 conviene incorporar a las “turbinas de vapor” dentro de los equipos principales de una instalación, a efectos de considerar una modificación como sustancial.
- Existe una errata en la redacción del artículo 26 del RD 436/2004, debiéndose entender que se suprime lo tachado:

“Este complemento se fija como un porcentaje de la tarifa media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del real decreto 1432/2002, de 2 de diciembre, y publicada por el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, en función ~~de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, según se establece en la sección 3ª de este capítulo IV,~~ del periodo horario en el que se entregue la energía”,

por lo que el complemento de energía reactiva será de aplicación para todas las instalaciones, sin considerar su tecnología.

- Se debería establecer una matización en el mismo artículo 26 respecto a las instalaciones de potencia inferior a 15 kW, para que se las exima de aplicar el complemento por energía reactiva, simétricamente a la regulación existente para los consumidores. En todo caso, al generarse la energía en corriente continua, en estas instalaciones el complemento será siempre o nulo o positivo.

Artículo 26. Complemento por energía reactiva.

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 22, recibirá un complemento por energía reactiva. Este complemento se fija como un

porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, según se establece en la sección 3.a de este capítulo IV, y del período horario en el que se entregue la energía.

Dicho porcentaje se establece en el anexo V.

2. Este complemento será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado, según el artículo 22.1 b), podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

- Se debería incorporar en el Artículo 31 una matización que aclararse el método que debe se aplicar para calcular el coste del desvío, en el sentido siguiente:

“ 2. El coste de los desvíos de cada mes será el 10 por ciento del resultado de multiplicar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas en el apartado anterior. Es decir, sólo se originarán costes en las horas en que los desvíos superan a la tolerancia, conforme a las expresiones siguientes:

*Tolerancia 5%: Coste = 10%TMR * Suma [Abs (Programa – Energía real) – 5% * Programa]*

*Tolerancia 20%: Coste = 10%TMR * Suma [Abs (Programa – Energía real) – 20% * Programa]*

Dicho coste será incluido por dichas instalaciones en su correspondiente factura a la empresa distribuidora”.

Artículo 31. Cálculo y liquidación del coste de los desvíos.

1. A aquellas instalaciones de potencia superior a 10 MW acogidas al artículo 22.1.a) que, de acuerdo al artículo 19.4, tengan que comunicar sus previsiones de excedentes se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a su previsión. Dicha tolerancia será del 20 por ciento para los grupos b.1 y b.2 del artículo 2.1, y del cinco por ciento para el resto de grupos del artículo 2.1. El desvío

en cada uno de estos períodos de programación se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de excedentes y la medida correspondiente.

2. El coste de los desvíos de cada mes será el 10 por ciento del resultado de multiplicar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas en el apartado anterior. Dicho coste será incluido por dichas instalaciones en su correspondiente factura a la empresa distribuidora.

- En la Disposición Adicional 4ª se regula el complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, estableciéndose en su tercer párrafo que:

" Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que presenten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado del fabricante donde se demuestre que se ha instalado esta mejora de operación".

Se propone modificar la expresión "certificado del fabricante" por el de un Organismo Acreditado (por ENAC) independiente, ya que no parece lógico que el fabricante se "auto certifique".

Disposición adicional cuarta. Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión. Aquellas instalaciones eólicas acogidas al grupo b.2, que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, incluyendo la oportuna coordinación de protecciones, tendrán derecho a percibir un complemento específico durante cuatro años. Este complemento será equivalente al cinco por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 22 de este real decreto. Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que presenten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado del fabricante donde se demuestre que se ha instalado esta mejora de operación. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de liquidación de las energías. Este complemento será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27.

El operador del sistema deberá proponer un procedimiento de operación en el que se regulen los requerimientos mínimos que han de cumplir las protecciones de las distintas instalaciones y tecnologías de producción en régimen especial, a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, estableciéndose asimismo un procedimiento transitorio para la adaptación de las instalaciones existentes.

- Los precios finales horarios del mercado de producción a que se refiere el apartado 4 de la DT 2ª a efectos de la facturación de la energía cedida por las instalaciones que estuvieron acogidas al RD 2818/98, deben ser los que publica Omel el 5º día hábil del mes siguiente.
- Existe una errata en la Disposición Transitoria 2ª. 6. RD 436/2004, debiéndose entender que se refiere por coherencia de la disposición al apartado 2, en lugar de al 3, para poder extender el periodo transitorio para el complemento de reactiva a todas las instalaciones que estaban acogidas al RD 2818/1998, y no solo a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines.

Por otra parte, se debe añadir en el mismo párrafo que el factor de potencia de la instalación se deberá calcular con dos cifras decimales, y su correspondiente valor K_r porcentual, redondeado con 3 cifras decimales. El K_r obtenido se aplicará, según establece el apartado 7.2.5. de la Orden de 12 de Enero de 1995, sobre “la facturación básica”, entendiéndose que la facturación básica actualmente en vigor corresponde a la suma del precio de mercado más prima, regulados en la DT 2ª del RD 436/2004.

Disposición adicional segunda. Garantía de potencia.

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado, de acuerdo con el artículo 22.1.b).

En lo referente a la retribución por garantía de potencia, a estas instalaciones les será de aplicación la misma legislación, normativa y reglamentación, y en las mismas condiciones, que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

- Se propone incluir un párrafo adicional en el anexo V en los siguientes términos:
“A efectos de la determinación del carácter inductivo o capacitivo del factor de potencia, y en coherencia con la bonificación o penalización establecida en la tabla anterior, se entenderá que para cada periodo considerado, el saldo neto de la energía reactiva medida como diferencia entre las medidas de la energía reactiva del cuadrante II (QR2) y cuadrante III (QR3) será inductivo si dicha diferencia ($Q_i = QR2 - QR3$) es positiva, y capacitivo si la diferencia resulta negativa, para que en horas valle los productores de régimen especial presenten comportamiento inductivo y en punta capacitivo, con el consecuente beneficio sobre el control de la tensión”

- Finalmente, hay que señalar que según se establece en el mismo Anexo V, la ubicación del equipo de medida de reactiva será preferentemente “en el punto de conexión”, Además, habría que añadir que

“En el caso de que varias instalaciones de régimen especial compartan una misma línea de evacuación, tal y como promueve la Disposición Transitoria 3ª del RD 436/2004, y en consecuencia el mismo punto de conexión, será necesario además acordar la forma de reparto del complemento, determinado a partir de las medidas de energía en el punto de conexión, y de las medidas de los contadores situados en las subestaciones propias de cada instalación”.

ANEXO V

Complemento por energía reactiva

Energía activa y reactiva Bonificación por ciento

Tipo de FP

Factor de potencia Punta Llano Valle

Inductivo. R 0,95 —4 —4 8

R 0,96 y » 0,95 —3 0 6

R 0,97 y » 0,96 —2 0 4

R 0,98 y » 0,97 —1 0 2

R 1 y » 0,98 0 2 0

1 0 4 0

Capacitivo. R 1 y » 0,98 0 2 0

R 0,98 y » 0,97 2 0 —1

R 0,97 y » 0,96 4 0 —2

R 0,96 y » 0,95 6 0 —3

R 0,95 8 —4 —4

El factor de potencia FP se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal sea o no menor de cinco. Deberá mantenerse cada cuarto de hora, en el punto de conexión de la instalación con la red, dentro de los períodos horarios de punta, llano y valle del tipo tres de discriminación horaria, de acuerdo con el apartado 7.1 del anexo I de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995.

Los porcentajes de complemento se aplicarán con periodicidad cuarto-horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo del acumulado mensual, que será facturado y liquidado según corresponda.

12. CONSIDERACIONES SOBRE LA ORDEN DE 12 DE ENERO DE 1995 POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS.

12.1. Primero. Homogeneización y separación de tarifas de baja tensión, mercado libre y regulado.

En cuanto a la separación entre las tarifas de suministro 2.0 y 2.0.N y las 3.0 y 4.0 que se establecía en el artículo 4. Tres, sirven los comentarios realizados sobre el RD 1164/2001 relativos al mismo asunto.

Asimismo resulta también oportuno que se establezca la posibilidad de que se controle la potencia máxima de las tarifas 2.0 con maxímetro en las mismas condiciones que para la tarifa 2.0.A, en casos idénticos, siendo por tanto necesario incluir las modificaciones precisas en la Orden de tarifa para recoger esta condición.

En este sentido se propone modificar también el apartado 3.1.2. del Título 1 del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por el que se establecen las tarifas eléctricas quedando este apartado 3.1.2 de la siguiente forma:

Incluir antes de 3.1.3

Se modifican los apartados 3.1.2, 3.1.3 y 3.1.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, que quedan redactados de la siguiente forma:

“3.1.2. Tarifa 2.0

A esta tarifa sólo le es de aplicación el complemento por energía reactiva si se midiera un coseno de φ inferior a 0,8 en las condiciones fijadas en el punto 7.2.2 y opcionalmente, el complemento por discriminación horaria TIPO 0 denominado “Tarifa Nocturna”, pero no le son de aplicación el complemento por discriminación horaria tipos 1, 2, 3, 4 y 5, el complemento por estacionalidad ni el complemento por interrumpibilidad.

A esta tarifa le será de aplicación el modo 1 de facturación de potencia sin maxímetro. Excepcionalmente, en aquellos casos en que, por las características del

suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar por el modo 2 de facturación de potencia. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la que figure en el Boletín del Instalador considerando la utilización de los equipos conectados a la instalación.

~~“3.1.3. Tarifa 3.0 de utilización normal.~~

3.1.3. *Tarifa 3.0 de utilización normal.*

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión. A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria pero no por estacionalidad ni interrumpibilidad.

3.1.2. *Tarifa 2.0.*

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW. A esta tarifa sólo le es de aplicación el complemento por energía reactiva si se midiera un coseno de ϕ inferior a 0,8 en las condiciones fijadas en el punto 7.2.2. y opcionalmente, el complemento por discriminación horaria Tipo 0, denominado «Tarifa Nocturna», pero no le son de aplicación el complemento por discriminación horaria tipos 1, 2, 3, 4 y 5, el complemento por estacionalidad ni el complemento por interrumpibilidad.

3.1.3. *Tarifa 3.0 de utilización normal.*

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión. A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria pero no por estacionalidad ni interrumpibilidad.

3.1.4. *Tarifa 4.0 de larga duración.*

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión. A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria pero no por estacionalidad ni interrumpibilidad.

Artículo 9. Modificaciones a la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas.

Primero. Homogeneización y separación de tarifas de baja tensión, mercado libre y regulado.

Se modifican los apartados 3.1.3 y 3.1.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, que quedan redactados de la siguiente forma:

“3.1.3. *Tarifa 3.0 de utilización normal.*

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria pero no por estacionalidad ni interrumpibilidad.

3.1.4. Tarifa 4.0 de larga duración.

Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW. A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria pero no por estacionalidad ni interrumpibilidad.”

13. CONSIDERACIONES SOBRE LA INSTALACIÓN DE ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA.

Se considera imprescindible un plan de instalación de ICPs que afecte a los consumidores, con independencia de que se encuentren a tarifa de acceso o de suministro, tal y como se recoge muy oportunamente en este artículo.

Artículo 11. Instalación de elementos de control de potencia.

1. Todos los suministros a consumidores, con independencia de que ejerzan o no su condición de cualificados, deberán instalar elementos de control de potencia quedando instalados dichos elementos antes del 1 de enero de 2010.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, para los suministros acogidos a las tarifas 1.0, 2.0 y 2.0N y a las tarifas de acceso 2.0A y 2.0.NA. que pretendan modificar su potencia contratada, será requisito obligatorio con carácter previo a dicha modificación la instalación del elemento de control de potencia correspondiente a la nueva potencia contratada.

Cuando los suministros acogidos a las tarifas 1.0, 2.0 y 2.0N no modifiquen su potencia contratada, el cumplimiento de esta obligación no impedirá ni retrasará su paso a la modalidad de adquisición de energía en el mercado liberalizado.

2. Las empresas distribuidoras deberán presentar ante las Administraciones Autonómicas, antes de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, planes de instalación de elementos de control de potencia para su aprobación en los que se establecerán:

- a) Los criterios para la instalación de dichos elementos, sin que pueda existir discriminación alguna entre consumidores basada en que opten o no por ejercer su condición de cualificados.
- b) El número de equipos a instalar anualmente que, como mínimo será para cada empresa distribuidora de un 20 por ciento del total a instalar que le corresponda.
- c) El procedimiento para la comunicación de los distribuidores a los consumidores de la obligación que tienen éstos de instalar los equipos y de las opciones de que disponen.

Una vez aprobados dichos planes por las Administraciones Autonómicas éstos, deberán ser remitidos para conocimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía. El cumplimiento de estos planes tendrá carácter vinculante no pudiendo la empresa distribuidora desviarse del mismo cuando un cliente decida ejercer su derecho como consumidor cualificado.

3. Los apartados 1 y 2 del presente artículo serán de aplicación a efectos previstos en el apartado 1.2 del artículo 9 del 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, en relación al control y medición de la potencia demandada para los consumidores acogidos a las tarifas 2.0A ó 2.0.NA.

Disposición transitoria primera

Dado que, en este Proyecto de Real Decreto se establece la separación clara entre las tarifas de acceso 2.0A, 2.0nA y 3.0A y entre las tarifas de suministro 1.0, 2.0, 2.0n y 3.0 y 4.0, se hace necesario, tal y como se propone, dar un período transitorio para que los consumidores que con anterioridad al Proyecto de Real Decreto estaban acogidos a la tarifa 3.0 con potencia contratada inferior a 15 kW se adapten a dicha separación. .En esta Disposición Transitoria , se les permite transitoriamente a los consumidores acogerse a la tarifa 3.0 A, instalando los equipos necesarios para facturar la potencia en tres períodos, debiendo una vez finalice el periodo transitorio pasarse a la 2.0.A . Esto no resulta apropiado en tanto que ya se ha establecido que todos los consumidores que acceden al mercado con potencia contratada inferior a 15 kW han de acogerse a la tarifa 2.0A. En este sentido se les debería dar un periodo transitorio pero sólo para que estos consumidores acogidos a la tarifa 3.0 con potencia contratada inferior a 15 kW se adapten a la tarifa 2.0. En el caso en que decidieran acceder al mercado deberían acogerse directamente a la tarifa 2.0A

Por todo ello, se propone modificar la propuesta en el siguiente sentido:

“Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, aquellos suministros que estuviesen acogidos a las tarifas de suministro 3.0 ó 4.0 con potencia contratada no superior a 15 kW deberán acogerse a la tarifa 2.0 disponiendo en su caso de los elementos de medida y control necesarios para la facturación de dicha tarifa.”

14. CONSIDERACIONES SOBRE EL ANEXO QUE MODIFICA LA ORDEN DE 17 DE DICIEMBRE DE 1998.

El apartado 1 extiende los derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia a todo tipo de transacciones, sin distinguir entre mercado organizado y contratación bilateral. Esta medida está en línea con las recomendaciones realizadas por la CNE en numerosas ocasiones sobre la necesidad de conceder el mismo trato en los pagos y cobros de la garantía de potencia a las transacciones organizadas y

las que se formalizan con contratos bilaterales físicos, para evitar un desequilibrio de ingresos en la retribución de la garantía de potencia y arbitrajes injustificados entre modos de contratación, y debe acometerse como el paso inicial para la revisión completa del mecanismo de la garantía de potencia que debe desarrollarse. No obstante, dado que en la actualidad existen empresas comercializadoras que hayan podido formalizar contratos con consumidores aprovechando esta asimetría que tiene la regulación actual, se podría pensar en definir un periodo transitorio, hasta finales del año 2005, para retrasar la aplicación de este cambio, con objeto de que se puedan adaptar los citados contratos.

Se propone una modificación menor al texto analizado, para evitar la referencia a la energía generada, concepto alejado de la retribución por garantía de potencia.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 24 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción que presenten ofertas en los mercados de energía eléctrica con entrega física, así como las unidades de producción por la potencia vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral con entrega física, siempre que tales unidades de producción acrediten su disponibilidad en los términos recogidos en el apartado 3 de este artículo.

Primero. Sujetos con derecho al cobro por garantía de potencia.

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 24 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de energía eléctrica, tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción de energía eléctrica que estén obligadas a presentar ofertas en el mercado de producción siempre que acrediten un funcionamiento de cien horas equivalente a plena carga durante el último año. La evaluación de las horas de funcionamiento acreditadas se revisará trimestralmente, a partir del 1 de enero de 1998.

2. No tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las importaciones de energía eléctrica realizadas por agentes externos que se integran en el mercado de producción ni la energía procedente de instalaciones de producción en régimen especial que se integre en el mercado de producción sin presentación de ofertas, ni la parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral físico.

En el apartado 3 se establece la obligación de que Comisión Nacional de Energía compruebe la disponibilidad de las unidades de producción de energía eléctrica. Tal actuación, bien intencionada en su objetivo, puede resultar ineficaz e ineficiente tal como se plantea, si no existe un soporte documental adecuado para comprobar la disponibilidad real de las unidades ex-post.

En este sentido, debe establecerse a nivel de la normativa sectorial la obligación de las unidades de producción de guardar registro puntual de todas y cada una de las incidencias que tengan influencia en la disponibilidad de la unidad, reflejando toda actuación de mantenimiento, ajuste o reparación de cualquier tipo que se produzca, de cara a su contraste posterior con las declaraciones de disponibilidad realizadas.

Adicionalmente, a juicio de esta Comisión, la forma más efectiva de verificar incumplimientos en las declaraciones de indisponibilidad es la solicitud de funcionamiento sin preaviso, prevista en la propuesta, en línea con recomendaciones anteriores de esta Comisión. Tal actuación puede establecerse de manera coordinada con inspecciones por sorpresa, en situaciones en las que se detecte falta de comunicación de indisponibilidades.

Para ello, de cara a reforzar el control de las declaraciones de disponibilidad se propone que la actuación de inspección de la CNE se pueda producir con el menor preaviso posible y de manera coordinada con las instrucciones de funcionamiento que pueda dar el operador del sistema.

En cuanto a los requisitos para cobrar garantía de potencia se ha eliminado la obligación de cumplimiento de 480 horas de funcionamiento anual.

A este respecto, esta Comisión considera que el mantenimiento de un número de horas obligatorio es positivo para garantizar que las unidades realizan un mínimo mantenimiento para mantenerlas operativas. Lo que esta Comisión ha criticado en informes previos es el número de horas establecido, que ha llegado a afectar, en algunos años concretos, sensiblemente al despacho eficiente de los grupos de generación. Establecer un número de horas mínimo, de unas 50 horas, no tendría tales efectos negativos y sí contribuiría eficazmente a la garantía de disponibilidad de las unidades.

Finalmente, la propuesta mantiene el valor de 480 horas como obligatorio mientras se desarrollan los procedimientos de operación necesarios para precisar los dispuesto en este anexo. Entendido que el número de 480 horas establecido resulta ineficiente, podría plantearse reducir dicho valor ya en el período transitorio a un valor más razonable. Dado que en este período no existe la posibilidad de que el operador del sistema de instrucciones de arranque sin previo aviso, podría fijarse un número de horas algo superior, por ejemplo 100 horas, que fue al valor inicialmente fijado para este requisito.

En base a todo lo anterior, se propone la siguiente redacción del nuevo apartado 3 del punto primero de la Orden:

3. A efectos de la acreditación de la disponibilidad de las unidades de producción de energía eléctrica a que se refiere el apartado 1 de este punto, dichas unidades deberán acreditar un funcionamiento mínimo de 50 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga.

Complementariamente se habilita al operador del sistema para que pueda realizar actuaciones sin previo aviso, tales como solicitar el arranque y acoplamiento de unidades de producción de energía eléctrica con derecho al cobro de garantía de potencia, con objeto de verificar su contribución efectiva a la garantía de suministro. Dichas actuaciones se realizarán en coordinación con la Comisión Nacional de Energía en el ejercicio de sus labores de inspección.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía realizará inspecciones, que podrán ser realizadas sin previo aviso, sobre la disponibilidad de las unidades de producción con derecho al cobro por garantía de potencia conforme a un plan de inspecciones aprobado con carácter anual por la Dirección General de Política Energética y Minas. La Comisión Nacional de energía deberá presentar durante el primer mes de cada año el resultado de las inspecciones realizadas el año anterior, así como una propuesta de plan de inspecciones para el año siguiente a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.

Las unidades de producción con derecho al cobro por garantía de potencia deberán contar con un registro puntual de todas y cada una de las incidencias que tengan influencia en su disponibilidad, reflejando toda actuación de mantenimiento, ajuste o

reparación de cualquier tipo que se produzca, de cara a su contraste posterior por Comisión Nacional de Energía con las declaraciones de disponibilidad realizadas al operador del sistema. Dicho registro será presentado anualmente a la Comisión Nacional de Energía para su control. A estos efectos se habilita a la Comisión nacional de Energía para definir las características que deba tener dicho registro, así como el modo de su presentación ante dicha Comisión Nacional de Energía.

3. Período transitorio

Sustituir cuatrocientas ochenta horas por cien horas

Tercero. Importe a cobrar en concepto de garantía de potencia por los productores.

El cobro por garantía de potencia a que se refiere el apartado primero será mensual y se obtendrá como el producto de 1,3 pesetas/kWh por la demanda en barras de central, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RTGP (m) = 1,3 \times DTbc (m)$$

Siendo:

RTGP(m) = Cobro total por garantía de potencia correspondiente al mes m.

DTbc (m) = La demanda del mes m en barras de central que incluya la demanda de energía en el mercado organizado de producción de los clientes finales nacionales

elevada a barras de central de acuerdo con la normativa vigente y excluidos el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

Modificación de los sujetos con derecho al cobro por garantía de potencia

Por otra parte, el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, establece que las instalaciones de régimen especial reciben la misma retribución por garantía de potencia que las instalaciones en régimen ordinario. A tal fin, el Operador del Mercado, ha aplicado la Orden de 17 de diciembre de 1998. No obstante este operador ha tenido que realizar algunos supuestos, puesto que existen algunos casos no definidos en el regulación actual.

En este sentido, cabe señalar que, debido a la provisionalidad del cálculo del cobro por garantía de potencia que afecta a todos los productores de fuentes de energías renovables no consumibles y no hidráulicas (eólicos básicamente) desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, no es posible realizar liquidación definitiva según las Reglas del Mercado a ninguno de estos productores

en tanto no se determine de forma definitiva el criterio de liquidación de la garantía de potencia. Por este motivo se propone que se establezca con carácter definitivo este concepto de coste, en tanto no sea revisada esta regulación. Se propone a continuación un texto con este fin:

“Las instalaciones de régimen especial que participen en el mercado organizado y utilicen alguna de las fuentes de energías renovables no consumibles, y no hidráulicas, el cobro mensual de la garantía de potencia se calculará, en tanto no sea modificada esta regulación, multiplicando la energía realmente vertida a la red por 0,481 c€/kWh, que corresponde con el valor de los pagos medios de los consumidores por este concepto. Dicha retribución deberá ser aplicada para estos casos en las liquidaciones del mercado correspondientes a la energía neta producida desde el día 28 de marzo de 2004”.