

MINISTERIO DE ECONOMÍA

5562 *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.*

En una sociedad moderna y avanzada como la española, el progreso científico y tecnológico va naturalmente acompañado de una cada vez mayor sensibilidad social hacia el medio ambiente. El concepto de desarrollo sostenible se erige así en uno de los elementos clave de la política económica de cualquier Gobierno.

La actividad de producción de energía eléctrica, como los demás sectores industriales, no puede ser ajena a estos planteamientos. El agua de nuestros ríos, la fuerza del viento o el calor proveniente del sol son fuentes limpias e inagotables de producción de energía eléctrica que deben ser fomentadas por los estamentos públicos. Del mismo modo, las instalaciones que utilizan el biogás o la biomasa como energía primaria para generar electricidad o las instalaciones de autoprodutores que utilizan la cogeneración de alta eficiencia energética, por su reducido grado de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y por su condición de «generación distribuida», contribuyen también al doble objetivo de proteger el medio ambiente y de garantizar un suministro eléctrico de calidad a todos los consumidores al que se orienta la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tal y como se indica en su exposición de motivos.

Para la consecución de este doble objetivo, entre otros mecanismos, la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, parte de la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el denominado «régimen especial», las cuales disfrutan de una cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado «régimen ordinario».

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima, en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medioambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

Este real decreto tiene por objeto unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular en lo referente al régimen económico de estas instalaciones. Se pretende con él seguir el camino iniciado con el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, con una ventaja añadida, como es el hecho de poder aprovechar al propio tiempo la estabilidad que ha venido a proporcionar, para el conjunto del sistema, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, para dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro próximo apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

Para conseguirlo, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien posteriormente se concreta, caso por caso, teniendo en cuenta los criterios a que se refiere el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

Cualquiera que sea el mecanismo retributivo por el que se opte, el real decreto garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

En cualquier caso, y aunque es indudable que esta nueva metodología para el cálculo de la retribución del régimen especial, por la seguridad y estabilidad que ofrece, debe contribuir a fomentar la inversión en este tipo de instalaciones, la plena consecución en 2011 de los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de fomento de las energías renovables, en la Planificación de redes de los sectores de electricidad y gas y en la Estrategia de ahorro y eficiencia energética exige el esfuerzo de todas las Administraciones públicas, muy singularmente el de las comunidades autónomas, a las que corresponde la competencia exclusiva en determinadas materias directa e inmediatamente relacionadas con las energías primarias empleadas por algunas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, como es el caso de la biomasa o el tratamiento de ciertos residuos asociados a actividades agrícolas y ganaderas.

Por otra parte, el pasado 21 de febrero de 2004, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. Aunque en el momento de iniciar el trámite de este real decreto aún no había sido publicada dicha directiva, y asumiendo que deberá ser incorporada a la legislación española durante la próxima legislatura, la vocación de regulación estable y perdurable en el tiempo de este real decreto aspira a ser compatible, desde el momento de su publicación, con la normativa comunitaria. En concreto, suavizando rigideces accesorias en cuanto a autoconsumos o potencias instaladas, aspectos sobre los cuales la nueva directiva permite una flexibilidad amplia, ya que da prioridad al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil para reducir la actual dependencia de los suministros energéticos del exterior.

El real decreto se estructura sistemáticamente en cuatro capítulos, a los que hay que añadir siete disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, cinco disposiciones finales y seis anexos. El capítulo I define el alcance objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, allanando la relación de los ciudadanos con las Administraciones públicas; el capítulo III, las condiciones de entrega de la energía producida en régimen especial, habiéndose simplificado las modalidades de venta de la energía, y el capítulo IV, el régimen económico, coherente y compatible con la citada metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 cerca de un tercio de la demanda de electricidad esté cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables, sin incrementar el coste de producción del sistema eléctrico, respecto de las previsiones que sirvieron para fijar la metodología de tarifas en 2002. Con esta aportación del régimen especial, será posible alcanzar el objetivo fijado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de conseguir que en el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran, al menos, el 12 por ciento del total de la demanda energética en España.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de marzo de 2004,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. Objeto.

Este real decreto tiene por objeto:

a) La actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias dictadas en desarrollo de las normas sobre régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial recogidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

b) El establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución, objetiva y transparente, compatible con la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada por el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.

c) El establecimiento de sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

d) La determinación de una prima complementaria para aquellas instalaciones mayores de 50 MW, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

a) **Categoría a):** autoproductores que utilicen la **cogeneración** u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Tienen la consideración de autoproducción de energía eléctrica aquellas personas físicas o jurídicas que **generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, es decir, cuando se autoconsume, al menos, el 30 por ciento de la energía eléctrica producida, si su potencia instalada es inferior a 25 MW, y, al menos, el 50 por ciento si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.**

Cuando se trate de instalaciones de autoproducción que utilicen la cogeneración con alto rendimiento energético como forma de producción de electricidad, el porcentaje de autoconsumo referido será del **10 por ciento**, cualquiera que sea la potencia de la instalación.

A estos efectos, tiene la consideración de cogenerador aquella persona física o jurídica que combina la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético.

Se considera autoconsumo la cesión de energía eléctrica que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación.

En cualquiera de estos casos, deberá existir un único perceptor de las primas, quien, además, deberá disponer de los equipos de medida necesarios para acreditar el cumplimiento de las condiciones anteriores.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1.º Grupo a.1 Instalaciones que incluyan una central de **cogeneración**. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo a.1.1 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.

Subgrupo a.1.2 Resto de cogeneraciones.

2.º Grupo a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

b) **Categoría b):** instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

1.º Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2 Instalaciones que utilicen como energía primaria para la generación eléctrica la solar térmica. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos auxiliares que consuman gas natural o propano únicamente para el mantenimiento de la temperatura del acumulador de calor. El consumo de dicho combustible, en cómputo anual, deberá ser inferior al 12 por ciento de la producción de electricidad y sólo durante los períodos de interrupción de la generación eléctrica, si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 22.1. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento, sin limitación temporal, si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del artículo 22.1.

2.º Grupo b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

3.º Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4.º Grupo b.4 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

5.º Grupo b.5 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

6.º Grupo b.6 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II.

7.º Grupo b.7 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II.

8.º Grupo b.8 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los combustibles principales anteriores, en los términos que figuran en el anexo II.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b). Dicha categoría se divide en tres grupos:

1.º Grupo c.1 Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.

2.º Grupo c.2 Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

3.º Grupo c.3 Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

d) Categoría d): instalaciones que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Todas las instalaciones pertenecientes a esta categoría tendrán una potencia instalada máxima de 25 MW. Dicha categoría se divide en tres grupos:

1.º Grupo d.1 Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias.

2.º Grupo d.2 Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

3.º Grupo d.3 Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los dos grupos anteriores.

A los efectos de la aplicación del grupo d.1, se entenderán como zonas excedentarias de purines aquéllas en las que se producen sobrantes de purines respecto de su tradicional uso como abono órgano-mineral de los cultivos, declaradas como tales por los órganos competentes de las comunidades autónomas.

A los efectos de la aplicación del grupo d.2, se entenderán como lodos a aquellos residuos que presenten las características siguientes:

Concentración total de sólidos de al menos 10.000 partes por millón.

Contenido de humedad entre el 40 por ciento y el 99 por ciento.

Que pueda circularse o bombearse y que pueda presentar propiedades tixotrópicas.

2. A los efectos de las categorías b) y c) anteriores, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 70 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. Para el grupo b.8 de la categoría b) el porcentaje anterior será el 90 por ciento.

Artículo 3. *Potencia de las instalaciones.*

1. La potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por ciento en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo.

c) Temperatura ambiente: 15 °C.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: tres por ciento.

2. A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV, se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos definidos en el artículo 2:

a) Categorías a) y d): instalaciones que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

b) Categoría b): para las instalaciones del grupo b.1 que no estén en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y los grupos b.2 y b.3, las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse. Si varias instalaciones de producción utilizan las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entendería respecto al transformador anterior al que sea común para varias instalaciones de producción.

Para las instalaciones del subgrupo b.1.1 que se encuentren en el ámbito de aplicación del Real Decreto

1663/2000, de 29 de septiembre, la referencia que en el párrafo anterior se hace al transformador será sustituida por el inversor, o, en su caso, por el conjunto de inversores trabajando en paralelo para un mismo titular.

Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, las que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

c) Para el resto de instalaciones, las que tengan equipos electromecánicos propios.

CAPÍTULO II

Procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

SECCIÓN 1.^a DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 4. *Competencias administrativas.*

1. La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las comunidades autónomas.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la comunidad autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma.

b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar, previa consulta en cada caso con las comunidades autónomas afectadas por la instalación.

c) La inscripción o toma de razón, en su caso, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción o toma de razón a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

3. Se entiende por modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, eólicas o de gas, alternadores y transformadores, cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición. La modificación sustancial dará origen a una nueva fecha de puesta en marcha a los efectos del capítulo IV.

4. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a esta regulación.

Artículo 5. *Autorización de instalaciones.*

El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modifica-

ción, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que hace referencia este real decreto, cuando sea competencia de la Administración General del Estado, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, que pudieran ser previas a la autorización de instalaciones como en el caso de la concesión de aguas para las centrales hidroeléctricas.

Artículo 6. *Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.*

1. La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización. Los titulares o explotadores de las instalaciones que pretendan acogerse a este régimen deberán solicitar ante la Administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo y, en su caso, subgrupo a los que se refiere el artículo 2.

2. Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

3. En el caso de instalaciones incluidas en las categorías a) y d) del artículo 2.1, se deberá justificar la energía eléctrica que se transfiera a la red, en función tanto de su estructura y nivel de producción como de sus consumos energéticos. Asimismo se deberán acreditar las siguientes características de la instalación:

a) La máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

b) La mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

c) La potencia mínima a entregar compatible con las condiciones técnicas del grupo generador, para los productores que no tengan proceso industrial.

d) El cumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, según corresponda, para las categorías a) y d), para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad del calor útil producido en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos.

SECCIÓN 2.^a PROCEDIMIENTO

Artículo 7. *Presentación de la solicitud.*

En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inclusión en el régimen especial deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente, entendiendo por tales al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Esta solicitud deberá acompañarse de la documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo anterior, así como de una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

a) Nombre o razón social y domicilio del petionario.

b) Capital social y accionistas con participación superior al cinco por ciento, en su caso, y participación

de éstos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.

c) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.

d) Relación de otras instalaciones acogidas al régimen especial de las que sea titular.

e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

f) Certificación expedida por el órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, acreditativa de que se ubica en una zona excedentaria de purines, cuando se trate de instalaciones del grupo d.1 del artículo 2.1.

Artículo 8. *Tramitación y resolución.*

1. Cuando los documentos exigidos a los interesados ya estuvieran en poder de cualquier órgano de la Administración actuante, el solicitante podrá acogerse a lo establecido en el artículo 35.f) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, siempre que haga constar la fecha y el órgano o dependencia en que fueron presentados o, en su caso, emitidos.

En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, debidamente justificada en el expediente, el órgano competente podrá requerir al solicitante su presentación o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento, con anterioridad a la formulación de la propuesta de resolución.

2. El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en sus normas de desarrollo.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará la resolución expresa sobre la solicitud en el plazo de tres meses. La falta de notificación de la resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de acuerdo al artículo 28.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. No obstante, podrá interponerse recurso de alzada ante la autoridad administrativa correspondiente.

SECCIÓN 3.^a REGISTRO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

Artículo 9. *Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.*

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, los incentivos y las primas, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en marcha como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red y la energía primaria utilizada, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección correspondiente del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Economía.

2. El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Artículo 10. *Coordinación con las comunidades autónomas.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas, se establece en el anexo III el modelo de inscripción previa y definitiva en el registro. De acuerdo con estos modelos, se realizará la comunicación de datos por las comunidades autónomas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Economía, así como la transmisión a aquéllas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial.

Artículo 11. *Inscripción previa.*

1. La inscripción previa en este registro se producirá de oficio una vez que haya sido otorgada la condición de instalación de producción acogida al régimen especial. Para ello, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado, en un plazo máximo de un mes, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía de la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de la resolución por la que se otorga esa condición para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

En el caso de que la condición de instalación acogida al régimen especial haya sido otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas, se procederá a su inscripción previa en un plazo máximo de un mes, contado desde la fecha de la resolución.

2. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por ésta se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

Artículo 12. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de:

a) Contrato con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 17.

b) Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 22.

c) Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

La solicitud de inscripción definitiva podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación.

En el caso de que se opte por la venta libre en el mercado, deberá acompañarse a la solicitud de inscripción un documento acreditativo de haberse adherido a las reglas del mercado de que se trate o, en su defecto, acreditación de haber firmado un contrato bilateral.

2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción

definitiva en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en marcha definitiva definida en el artículo 132 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.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, será comunicada a la comunidad autónoma que resulte competente, al objeto de que se proceda a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

Artículo 13. *Plazo para la inscripción definitiva.*

La inscripción previa de una instalación en este registro será cancelada si, transcurridos dos años desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

Artículo 14. *Actualización de documentación.*

Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en este registro deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año inmediatamente anterior, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV.

Asimismo, en el caso de las instalaciones de las categorías a) y d) del artículo 2.1 se remitirá un certificado, de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias del anexo I para las instalaciones de las categorías a) y d), debiendo notificar cualquier cambio producido en los datos aportados para la autorización de la instalación, para la inclusión en el régimen especial o para la inscripción en el registro.

En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el registro, con copia a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 15. *Efectos de la inscripción.*

1. La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente. No obstante, la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto, con

efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

2. Sin perjuicio de lo previsto en el apartado anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red, como consecuencia de un funcionamiento en pruebas, previo al acta de puesta en marcha definitiva, será retribuida al 50 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, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

El funcionamiento en pruebas deberá ser previamente autorizado y su duración no podrá exceder de tres meses. Dicho plazo podrá ser ampliado por la autoridad competente si la causa del retraso es ajena al titular o explotador de la instalación de producción.

Artículo 16. *Cancelación de las inscripciones.*

Procederá la cancelación de la inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.

b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción en el registro, a la empresa distribuidora, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

CAPÍTULO III

Condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en régimen especial

Artículo 17. *Contrato con la empresa distribuidora.*

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, con una duración mínima de cinco años, por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

a) Punto de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.

b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, venta y, en su caso, compra.

c) Causas de rescisión o modificación del contrato.

d) Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV.

e) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

f) Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, el incentivo y la prima, así como el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuidora, que deberá producirse dentro del período de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en un plazo máximo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y las condiciones de conexión, según la regulación vigente.

Se remitirá copia de dicho contrato a la Administración competente, acompañando a la solicitud de inscripción definitiva en el registro a la que se refiere el artículo 12.

2. Adicionalmente, en el caso de acceso a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte, así como a la empresa distribuidora. Este contrato técnico se anexionará al contrato principal definido en el apartado anterior.

3. La facturación a la empresa distribuidora se realizará mensualmente, en un modelo de factura aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, que recogerá las principales características de cada instalación según lo dispuesto en este real decreto.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de realizar el pago de todos aquellos conceptos recogidos en este real decreto que le sean de aplicación, dentro del período máximo de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura. Transcurrido este plazo máximo sin que el pago se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Dichos intereses incrementarán el derecho de cobro del titular de la instalación y deberán ser satisfechos por el distribuidor, y no podrán incluirse dentro de los costes reconocidos por las adquisiciones de energía al régimen especial, a efectos de las liquidaciones de actividades y costes regulados según establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Artículo 18. *Derechos de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

- a) Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- c) Percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto.

Artículo 19. *Obligaciones de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

- a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.
- b) Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.1.b). No tendrán la consideración de

cesión a consumidores finales, a estos efectos, los autoconsumos, es decir, la cesión que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoproducer tal como se define en el artículo 2.

c) Satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.

d) Todas las instalaciones con potencias superiores a 10 MW deberán comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. Deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario.

Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema.

Estarán exentos de realizar todas estas comunicaciones aquellas instalaciones que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.

Artículo 20. *Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.*

Las instalaciones incluidas en el régimen especial incorporarán al sistema su energía eléctrica excedentaria, salvo las incluidas en la categoría b) del artículo 2.1, que podrán incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida.

A estos efectos se considera energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos de la energía eléctrica intercambiada por la instalación con la red, a través de sus puntos frontera, de acuerdo con el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y de sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 21. *Condiciones de la cesión de energía eléctrica.*

1. La energía eléctrica deberá ser cedida a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución. En caso de discrepancia, la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano competente de la Administración autonómica, resolverán lo que proceda, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar, a los efectos de la correspondiente liquidación económica, que la empresa distribuidora más próxima pueda adquirir la energía eléctrica de las instalaciones aunque ésta sobrepase sus necesidades, siempre que la citada empresa distribuidora esté conectada a otra empresa distribuidora, en cuyo caso cederá sus excedentes a esta última empresa.

2. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 17.

3. Toda instalación de régimen especial deberá contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en este real decreto y en

el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y de sus instrucciones técnicas complementarias.

En el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. Dicho acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos, definido en el artículo 17.

Cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, la energía medida se asignará a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas.

CAPÍTULO IV

Régimen económico

SECCIÓN 1.^a DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 22. *Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.*

1. Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilowatio-hora.

b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilowatio-hora.

2. En el caso de que un titular elija la opción del apartado 1.b) de vender la energía libremente en el mercado, deberá observar las normas contenidas en la sección 2.^a de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico, en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

3. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas actualizará en todo momento en el Registro admi-

nistrativo de instalaciones de producción en régimen especial la opción de venta de cada instalación, comunicándola a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

Artículo 23. *Tarifa regulada.*

1. La tarifa regulada a que se refiere el artículo 22.1.a) consistirá en 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.

2. Para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2.1, el porcentaje a que se refiere el apartado anterior estará comprendido dentro de una banda entre el 80 por ciento y el 90 por ciento, ambos incluidos.

Las instalaciones del grupo b.1 podrán recibir un porcentaje superior a la banda anterior, de acuerdo al artículo 30.4.b) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

3. Esta tarifa regulada será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 24. *Prima.*

1. La prima a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en 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.

2. Esta prima se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Esta prima será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 25. *Incentivo por participación en el mercado.*

1. El incentivo por participar en el mercado a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en 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.

2. Este incentivo se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Este incentivo será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

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.

Artículo 27. Liquidación de tarifas reguladas, primas, incentivos y complementos.

1. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este real decreto, hayan efectuado compras de electricidad a instalaciones acogidas al régimen especial tendrán derecho a ser liquidados por la cuantía de las cantidades efectivamente desembolsadas en concepto de tarifa regulada.

2. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este real decreto, hayan efectuado pagos de primas, incentivos y/o complementos a instalaciones acogidas al régimen especial tendrán derecho a ser liquidados por la cuantía de las cantidades efectivamente desembolsadas por estos conceptos.

3. Los importes correspondientes a los conceptos expresados en los dos apartados anteriores se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el 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.

**SECCIÓN 2.^a PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO
E IMPUTACIÓN DEL COSTE DE LOS DESVÍOS**

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.

Artículo 29. Requisitos para participar en el mercado.

1. Para adquirir la condición de agente del mercado de producción, el titular de la instalación o quien le represente deberá cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Su participación en los distintos mercados en los que se estructura el mercado de producción la realizará en las mismas condiciones que el resto de productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

2. Independientemente de la modalidad de negociación elegida, los titulares o representantes de las instalaciones que pretendan negociar su energía eléctrica libremente en el mercado deberán comunicarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. El operador del mercado, en el plazo de dos semanas desde que se produzca el alta de una unidad de oferta o cualquier modificación de ésta o de su agente vendedor, deberá comunicarla a la empresa distribuidora, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

4. Durante el período en el que la instalación participe en el mercado, quedarán en suspenso las condiciones económicas del contrato de venta que tuviera firmado con la empresa distribuidora, sin perjuicio de percibirse y liquidarse la prima complementaria, el incentivo por participar en el mercado y el complemento por energía reactiva, según los artículos 24, 25, 26 y 27, quedando vigentes el resto de condiciones, técnicas y de conexión incluidas en el contrato.

5. Para acogerse a la opción de venta a tarifa regulada, de acuerdo al artículo 22.1.a), el titular de la instalación deberá comunicarlo a la empresa distribuidora, al operador de mercado, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, con un mínimo de un mes de antelación a la fecha en que desee que se produzca su aplicación, suscribiendo, en su caso, la correspondiente adenda económica al contrato con la empresa distribuidora.

El operador de mercado procederá en este caso a suspender provisionalmente su derecho a ofertar en el mercado, dando de baja su unidad de oferta.

Artículo 30. Solución de restricciones técnicas.

1. En caso de que, como consecuencia de la solución de restricciones técnicas, sea necesario retirar energía del programa diario base de funcionamiento en algún período de programación, quedarán exentos del proceso de retirada de energía aquellos tramos de capacidad de producción de las unidades de oferta del régimen especial que hayan sido ofertados a precio cero.

2. En el proceso de solución de restricciones técnicas, serán incorporados al programa base de funcionamiento aquellos tramos de capacidad de unidades de producción del régimen especial que hayan sido ofertados a un precio inferior al 70 por ciento de la tarifa media o de referencia. Dichas unidades deberán estar conectadas a alguna red de distribución que esté conectada a un nudo de la red de transporte en el que el operador del sistema haya identificado alguna restricción técnica.

3. En caso de que una instalación de régimen especial sea programada por restricciones técnicas, obtendrá la remuneración asociada a este servicio más el incentivo, la prima y los complementos correspondientes.

En este caso, el operador del sistema comunicará al operador del mercado, al distribuidor correspondiente y a la Comisión Nacional de Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida.

4. A los efectos oportunos de liquidación por parte de la Comisión Nacional de Energía, las facturas de compraventa de la energía de estas instalaciones deberán incluir un apartado en el que se especifique la energía que ha sido programada para solucionar restricciones técnicas en la red de transporte.

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.

SECCIÓN 3.^a TARIFAS, PRIMAS E INCENTIVOS POR PARTICIPAR EN EL MERCADO

Artículo 32. Tarifas, primas e incentivos por participar en el mercado para instalaciones de la categoría a): autoproduktores.

1. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de no más de un MW de potencia instalada, para incentivar la microcogeneración y las pilas de combustible de pequeño tamaño que actúen como cogeneradores:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

2. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de un MW y no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 30 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.

Incentivo: 10 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 20 por ciento a partir de entonces.

3. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Incentivo: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 15 por ciento a partir de entonces.

4. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.

Incentivo: 25 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 15 por ciento a partir de entonces.

5. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de no más de un MW de potencia instalada, para incentivar la microcogeneración y las pilas de combustible de pequeño tamaño que actúen como cogeneradores:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

6. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de un MW y no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 30 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.

Incentivo: 10 por ciento.

7. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Incentivo: 10 por ciento.

8. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

9. Instalaciones del grupo a.2 de no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 60 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 10 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.

Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

10. Instalaciones del grupo a.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

11. Instalaciones del grupo a.2 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.

Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

12. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la categoría a) alcance los 7100 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, primas e incentivos expresados en este artículo.

Artículo 33. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de no más de 100 kW de potencia instalada:

Tarifa: 575 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 por ciento a partir de entonces.

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 240 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.

3. Instalaciones de energía solar térmica del subgrupo b.1.2:

Tarifa: 300 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 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.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el subgrupo b.1.1 alcance los 150 MW de potencia instalada, o el subgrupo b.1.2 alcance los 200 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 34. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.

1. Instalaciones del subgrupo b.2.1 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.1:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del subgrupo b.2.2 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.2:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo b.2 alcance los 13000 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 35. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.3: geotérmicas y otras.

Instalaciones de no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

Artículo 36. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupos b.4 y b.5: energía hidráulica.

1. Instalaciones del grupo b.4:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo b.5, de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo b.5, de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento.

Prima: 30 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo b.4 alcance los 2400 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 37. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupos b.6, b.7 y b.8: biomasa.

1. Instalaciones del grupo b.6:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo b.7:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo b.8:

Tarifa: 80 por ciento.

Prima: 30 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la suma de los grupos b.6, b.7 y b.8 alcance los 3200 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 38. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría c): residuos.*

1. Instalaciones del grupo c.1, centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo c.2, centrales que utilicen como combustible principal otros residuos:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo c.3:

Tarifa: 50 por ciento.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo c.1 alcance los 350 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en el presente artículo.

Artículo 39. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría d): tratamiento de residuos.*

1. Instalaciones del grupo d.1:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo d.2:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo d.3:

Tarifa: 60 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 10 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la categoría d) alcance los 750 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas y primas expresadas en este artículo.

Artículo 40. *Revisión de tarifas, primas, incentivos y complementos para nuevas instalaciones.*

1. Durante el año 2006, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de fomento de las energías renovables, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. Cada cuatro años, a contar desde 2006, se efectuará una nueva revisión.

2. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección entrarán en vigor el 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.

3. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores.

4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

5. Las revisiones contempladas en este artículo serán aprobadas por el Gobierno mediante real decreto antes del 31 de diciembre del año en el que se efectúe la revisión conforme a lo dispuesto en este artículo.

SECCIÓN 4.^a INSTALACIONES QUE SÓLO PUEDEN OPTAR POR VENDER SU ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO

Artículo 41. *Instalaciones con potencia superior a 50 MW.*

1. Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW descritas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que debido a lo elevado de su potencia instalada no puedan incluirse en los grupos b) o c), están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes.

El Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, para aquellas de estas instalaciones que utilicen únicamente como energía primaria una energía renovable no consumible y no hidráulica, incluidas las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima com-

plementaria equivalente al 30 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, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

Para el resto de estas instalaciones, el Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima complementaria equivalente al 25 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, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

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.

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, tendrán derecho a percibir el incentivo establecido en el artículo 32.4 por su producción o excedentes.

3. Todas estas instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en el párrafo anterior.

Disposición adicional primera. Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino.

1. En el plazo máximo de dos años desde la entrada en vigor de este real decreto, el Gobierno, previo acuerdo con las comunidades autónomas afectadas, procederá a regular los requisitos y condiciones particulares de las instalaciones del grupo d.1 del artículo 2.1.

El régimen económico de estas instalaciones tendrá en cuenta especialmente su contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y tendrá en cuenta los costes de inversión en que hayan incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en los mercados de capitales.

2. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad de purines de cerdo tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir al propio tiempo copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

El incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I, el tratamiento anual de menos del 50 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta, atendida la potencia eléctrica instalada, o el tratamiento de otro tipo de residuos o productos distintos al purín de cerdo serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial.

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.

Disposición adicional tercera. Nuevas formas de contratación.

Los comercializadores de energía eléctrica podrán celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica con empresas autorizadas a comprar y vender energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y con comercializadores de energía eléctrica.

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.

Disposición adicional quinta. Renuncia voluntaria a la prima.

Aquellos titulares que elijan la opción de venta del artículo 22.1.b), de vender la energía libremente en el mercado, podrán renunciar expresamente, si así lo desean, al derecho de percepción de la prima definida en el artículo 24, por períodos no inferiores a un año.

Estos titulares mantendrán el derecho a percibir el incentivo y los complementos que le fueran de aplicación antes de renunciar a la prima.

Durante todo el período de renuncia, la instalación deberá mantener la opción de venta del artículo 22.1.b).

Los titulares de cogeneraciones que hayan renunciado expresamente a la percepción de la prima de acuerdo a esta disposición adicional no estarán obligados a auto-consumir un porcentaje mínimo de su producción de energía eléctrica durante el período de renuncia.

El titular deberá comunicar esta decisión a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que la renuncia voluntaria vaya a ser efectiva. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta renuncia 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 las liquidaciones.

Para volver a ejercer su derecho de percepción de la prima, el titular deberá comunicar su intención a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que la readmisión vaya a ser efectiva. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de aquélla en el registro administrativo correspondiente y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de las liquidaciones.

Disposición adicional sexta. *Tarifa media o de referencia en 2004.*

La tarifa eléctrica media o de referencia para el año 2004, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, tiene un valor de 7,2072 c€/kWh.

Disposición adicional séptima. *Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto.*

Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW y superior a un MW a las que no les pudiera ser de aplicación este real decreto y aquéllas a las que, transcurrido el período transitorio a que hace referencia la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, no les fuera tampoco de aplicación, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación, y podrán realizar dichas ofertas para los períodos que estimen oportuno.

Las instalaciones definidas en el párrafo anterior que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora mientras perdure la aplicación de dicha disposición transitoria, facturándola al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

La energía de las instalaciones a las que se refiere el primer párrafo de esta disposición adicional, pero con potencia instalada igual o inferior a un MW, deberá ser adquirida por la empresa distribuidora a la que estén conectadas y será remunerada al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

Disposición transitoria primera. *Instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre.*

El régimen previsto en este real decreto no será de aplicación a las instalaciones de producción de energía

eléctrica que estuvieran acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de acuerdo con su disposición transitoria octava, excepto lo contemplado en esta disposición transitoria y en la disposición transitoria cuarta de este real decreto.

A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada, y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

No obstante, cualquiera de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, podrá elegir vender su energía libremente en el mercado, según la opción del artículo 22.1.b), y le será de aplicación, a partir de entonces, el régimen económico del capítulo IV, en función de su tecnología y su potencia instalada. Dicha elección deberá realizarse por períodos no inferiores a un año, lo que se comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que el cambio de opción vaya a ser efectivo. Dicha fecha de cambio de opción deberá quedar referida explícitamente en la comunicación. Finalizado este período, podrán volver a acogerse al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, siempre que lo comuniquen con una antelación mínima de un mes a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas. Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen de origen.

Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes, de acuerdo al artículo 41 y al resto del capítulo IV.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.*

1. A las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, afectadas por esta disposición transitoria segunda no les será de aplicación la condición de estar instaladas en una zona excedentaria de acuerdo a lo establecido en el artículo 2.1, grupo d.1.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, que, a la entrada en vigor de este real decreto, contaran con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Economía, dispondrán de un período transitorio hasta el 31 de diciembre de 2010, durante el cual no les será de aplicación el régimen económico general establecido en el capítulo IV, salvo lo relativo al cálculo y liquidación del coste de los desvíos a que se refiere el artículo 31 de dicho capítulo, que se regirá por la disposición transitoria cuarta.

Estas instalaciones estarán inscritas con una anotación al margen, indicando la particularidad de estar aco-

gidas a un régimen económico transitorio, derivado del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada, y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

No obstante, estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando, en su caso, la correspondiente modificación de su inscripción en función de las categorías, grupos y subgrupos a los que se refiere el artículo 2.1. Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

3. También dispondrán del período transitorio establecido en esta disposición transitoria las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino que, a la entrada en vigor de este real decreto, contaran con la financiación necesaria para acometer su completa construcción.

Para ello, antes de que transcurran seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, los titulares de estas instalaciones deberán presentar ante el organismo competente de la comunidad autónoma correspondiente un certificado de una entidad de crédito que acredite que han obtenido la financiación referida. De esta documentación el interesado deberá remitir al propio tiempo copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

4. Durante el período transitorio, estas instalaciones cederán su producción o excedentes de energía eléctrica a la empresa distribuidora. El precio de cesión cada hora será igual a la suma del precio final horario del mercado de producción más una prima adicional.

Desde el primer día del mes siguiente al de entrada en vigor de este real decreto, las cuantías de estas primas serán las establecidas en el anexo VI. Para los siguientes grupos, la prima vendrá expresada según las correspondientes fórmulas:

a) Grupos a.1 y a.2, de potencia instalada superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = $a \cdot (40 - P)/30$.

b) Grupo b.5: prima = $b \cdot (50 - P)/40$.

c) Grupos c.1, c.2 y c.3, de potencia instalada superior a 10 MW pero igual o inferior a 50 MW: prima = $d + [(c - d) \cdot (50 - P)/40]$.

d) Grupo d.1, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = $e \cdot (35 - P)/20$.

e) Grupo d.2, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = $f \cdot [(10/13) + (25 - P)/65]$.

f) Grupo d.3, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = $g \cdot (40 - P)/30$.

Siendo «a» la prima correspondiente al grupo a; «b», la correspondiente al grupo b.4; «c», la correspondiente al grupo c; «d», la correspondiente al grupo denominado «artículo 31»; «e», la correspondiente al grupo d.1; «f», la correspondiente al grupo d.2; «g», la correspondiente al grupo d.3, y «P», la potencia de la instalación, expresada en MW. Todos los grupos están expresados según la notación del anexo VI.

5. Las primas correspondientes a los grupos a.1, a.2, d.1, d.2 y d.3 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

Las primas correspondientes a los grupos c.1, c.2 y c.3 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección, ponderando las dos variables a partes iguales.

Las primas correspondientes a los grupos b.2, b.3, b.4, b.6 y b.7 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, teniendo en cuenta la variación de la tarifa media o de referencia, mediante la siguiente fórmula:

$$(Pa+1 + Ca+1) = \Delta(TMR) \cdot (Pa + Ca)$$

siendo:

$\Delta(TMR)$: variación de la tarifa media o de referencia entre el año actual (a) y el año próximo (a+1).

Pa: media anual del precio final horario del mercado de producción obtenido por el conjunto de todas las instalaciones del grupo correspondiente, en los últimos 12 meses.

Pa+1: estimación, para el año próximo (a+1) y para cada grupo, de la media anual del precio final horario del mercado de producción. Será realizada por el Ministerio de Economía, de acuerdo con los datos del año actual (a) y a los precios de venta estimados para las instalaciones de producción que participen en el mercado.

Ca: prima de cada grupo para el año actual (a).

Ca+1: prima de cada grupo para el año próximo (a+1).

En cualquier caso, el cociente entre $(Pa+1+Ca+1)$ y la tarifa media o de referencia de cada año deberá estar comprendido dentro de una banda entre el 80 por ciento y el 90 por ciento, ambos incluidos. De no ser así, deberá corregirse la cantidad «Ca+1» para que se respete dicha banda.

Todas las primas y actualizaciones deben expresarse en céntimos de euro por kilowatio-hora, mediante redondeo con cuatro cifras decimales.

6. A todas estas instalaciones les será de aplicación, sobre el precio de cesión de su energía, el régimen del complemento por energía reactiva considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas. En este caso, si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuera superior a 0,9, el complemento será un abono para el productor y, si fuera inferior, un descuento.

Aquellas de estas instalaciones que opten por acogerse a este real decreto, de acuerdo con el último párrafo del apartado 3 de esta disposición transitoria, podrán optar por permanecer acogidas al régimen del complemento por energía reactiva considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, hasta el 1 de enero de 2007. En este caso, si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuera superior a 0,9, el complemento será un abono para el productor y, si fuera inferior, un descuento.

7. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino afectadas por esta disposición transitoria deberán presentar anualmente, ante el organismo competente de la comunidad autónoma, con copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, como complemento a la memoria-resumen del artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede recogida, al menos, la cantidad de purines de cerdo tratados por la instalación en el año anterior.

El incumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, el tratamiento anual de menos del 50 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta, el tratamiento de otro tipo de residuos o productos distintos al purín de cerdo, así como el hecho de estar instalada la planta en una zona no

excedentaria de purines, serán motivos suficientes para que el órgano competente revoque la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

A estas instalaciones no les será de aplicación lo dispuesto en este apartado hasta el 1 de enero de 2005.

8. Vencido el período transitorio, las instalaciones que aún no se hayan acogido a este real decreto migrarán automáticamente, manteniendo su inscripción y categoría en el correspondiente registro administrativo, excepto para los siguientes grupos: el grupo a.1 migrará al subgrupo a.1.2; el grupo b.2, al subgrupo b.2.1, y los grupos b.6, b.7 y b.8, al grupo b.8.

9. Quedan exceptuadas de esta disposición transitoria las instalaciones solares del grupo b.1, que se entenderán automáticamente incluidas en este real decreto, manteniendo su inscripción y categoría en el correspondiente registro administrativo.

Disposición transitoria tercera. *Conexión a la red.*

1. En tanto el Ministerio de Economía no establezca nuevas normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de estas instalaciones, continúa en vigor la Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 5 de septiembre de 1985.

Asimismo, hasta entonces, deberán observarse los criterios siguientes:

a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red de la empresa distribuidora bien a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectados a dicha red.

b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red general lo estarán en un solo punto, salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas por la Administración competente, y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos. Las instalaciones de potencia superior a cinco MW dotadas de generadores síncronos, en caso que la instalación ceda excedentes eléctricos a la red, deberán estar equipadas con sistemas de desconexión automática que eviten provocar oscilaciones de tensión o frecuencia superiores a las reglamentarias y averías o alteraciones en el servicio de la red.

Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de la empresa distribuidora si, por causas de fuerza mayor u otras debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente, la empresa distribuidora lo solicita. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible. Cuando se dé esa circunstancia se informará al órgano competente.

c) La energía suministrada a la red deberá tener un cos ϕ lo más próximo posible a la unidad. Los titulares conectados en paralelo con la red deberán tomar las medidas necesarias para ello o llegar a acuerdos con las empresas distribuidoras sobre este punto.

A los efectos de este real decreto y para el cálculo del cos ϕ , se tomará la energía reactiva demandada cuando se entrega energía activa a la red.

d) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial, se tendrán en cuenta los siguientes criterios, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación conectada a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación conectada a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Las instalaciones del grupo b.1 tendrán normas específicas que se dictarán por los órganos que tengan atribuida la competencia siguiendo los criterios anteriormente relacionados.

2. El punto de conexión de las instalaciones que entreguen energía a la red general se establecerá de acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora o transportista.

El titular solicitará a dicha empresa el punto y condiciones de conexión que, a su juicio, sean los más apropiados. En el plazo de un mes, la empresa notificará al titular la aceptación o justificará otras alternativas. El titular, en caso de no aceptar la propuesta alternativa, solicitará al órgano competente de la Administración General del Estado o de las comunidades autónomas la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.

3. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la central de producción, sin perjuicio, en caso de autoproductores, de lo dispuesto en la normativa vigente sobre acometidas eléctricas.

4. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa adquirente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red de la empresa adquirente serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio; en tal caso, correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

5. Siempre que sea posible, se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aun cuando se trate de titulares distintos. Los órganos de la Administración competente, cuando autoricen esta utilización, fijarán las condiciones que deben cumplir los titulares a fin de no desvirtuarse las medidas de energía eléctrica excedentaria de cada una de las instalaciones de producción que utilicen dichas instalaciones de evacuación.

Disposición transitoria cuarta. *Comunicación de previsiones de producción e imputación del coste de desvíos.*

A las instalaciones incluidas en la categoría a) del artículo 2.1 de este real decreto y en los grupos d) y e) del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 desde el momento de la entrada en vigor de este real decreto.

A las instalaciones incluidas en el resto de grupos del artículo 2 de este real decreto y en el resto de grupos del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 hasta el 1 de enero de 2005.

La tolerancia del desvío será del 20 por ciento para el grupo a) del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, y del cinco por ciento para el resto de los grupos de dicho real decreto.

Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

Quedan derogados el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, el artículo 30.2.h) del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, así como cualquiera otra disposición de igual o inferior rango en lo que se oponga a este real decreto.

Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Se añade un apartado 4 al 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, con la siguiente redacción:

«4. Los mecanismos de imputación y retribución de los servicios complementarios serán establecidos mediante los correspondientes procedimientos de operación y las reglas de funcionamiento del mercado. En el caso de la reserva de regulación secundaria, el pago de la banda de regulación secundaria del sistema se imputará proporcionalmente a los distribuidores, a los comercializadores y a los consumidores cualificados en función de la energía eléctrica que adquieran en el mercado de producción.»

Disposición final segunda. Modificación del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

El apartado 1.a) del artículo 3 del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, queda redactado como sigue:

«1. Fronteras de la red: a los efectos de este reglamento, tendrán la consideración de punto frontera de la red:

a) El punto de conexión de generadores tanto en régimen ordinario como en régimen especial y clientes cualificados con las redes de transporte o distribución. Constituye una única frontera de generación-consumo el punto de conexión con la red de distribución de las instalaciones en régimen especial excluyendo, cuando existan, los consumos eléctricos de las instalaciones que aprovechan el calor útil generado, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos de autoconsumo mínimo previstos para los autoprodutores en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.»

Disposición final tercera. Carácter básico.

Este real decreto tiene un carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.22.^a y 25.^a de la Constitución.

Las referencias a los procedimientos sólo serán aplicables a las instalaciones de competencia estatal y, en todo caso, se ajustarán a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición final cuarta. Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.

Se autoriza al Ministro de Economía a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan.

Disposición final quinta. Entrada en vigor.

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a 12 de marzo de 2004.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Primero del Gobierno
y Ministro de Economía,
RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

ANEXO I**Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción**

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

$$R = (E + V)/Q$$

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil, equivalente a las unidades térmicas de calor útil demandado por la(s) industria(s), la(s) empresa(s) de servicios o el (los) consumidor(es) final(es) para sus necesidades. Se consideran, para la evaluación de la demanda de calor útil, los equipos consumidores de energía térmica, a los que abastecerá la instalación de producción eléctrica en régimen especial, ubicados en uno o varios espacios y que forman parte de los activos de la entidad consumidora.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil del 90 por ciento (0,9) que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

$$REE = E/[Q-(V/0,9)]$$

Para la determinación del REE en el momento de extender el acta de puesta en marcha, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

A los efectos de justificar el cumplimiento del REE en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, en las instalaciones de producción de las categorías a) y d) del artículo 2.1, que el REE de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	REE — Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas.	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

5. Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior los períodos horarios punta de los días pico correspondientes al tipo cinco de discriminación horaria, de acuerdo con la clasificación de horas punta que se establece en el apartado 7.1 del anexo I de la Orden ministerial de 12 de enero de 1995, por la que se establecen las tarifas eléctricas. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.

6. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.

7. Para la verificación del REE, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

ANEXO II

Biomasa que puede incluirse en la categoría b) del artículo 2.1, clasificada por grupos

A) Productos incluidos en el grupo b.6:

1) Cultivos energéticos: incluye la biomasa, de origen agrícola o forestal, producida para fines energéticos mediante las actividades de cultivo, cosecha y, en caso necesario, procesado de materias primas recolectadas. Según su origen se dividen en:

1.1 Cultivos agrícolas, de tipo herbáceo o leñoso, producidos en tierras de secano o regadío, cuyo producto principal se destine a uso energético. Los géneros utilizados en este caso son: *Cynara*, *Brassica*, *Miscanthus* y *Sorghum*, destacando las especies:

Cynara cardunculus (cardo).
Brassica carinata (colza).
Miscanthus sinensis (micanto).
Arundo donax (gigante rojo).
Sorghum sp. (sorgo forrajero).

1.2 Cultivos forestales, en zonas de regadío o secanos de alto potencial, con especies de crecimiento rápido, comúnmente conocidas como especies de «turno corto o rotación corta», cuyo producto principal se destine a uso energético. Los géneros utilizados en este caso son:

Eucalyptus (eucaliptos).
Populus (chopos).
Salix (sauces).
Robinia.

2) Residuos procedentes de aprovechamientos forestales o actividades de jardinería y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes: la biomasa residual originada en las actividades de producción, corta y procesado en monte de materias primas dentro del sector forestal y jardinería, así como la derivada de los residuos producidos en las actividades de cuidado, limpieza y mantenimiento de las áreas forestales y los espacios verdes. Según su origen pueden ser:

2.1 Residuos de los aprovechamientos madereros de las masas forestales: las podas, los trasmoches, las cortas diseminatorias, las cortas intermedias (clareos y claras), las cortas finales y los residuos producidos en las labores de tratamiento y cuidado de jardines.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los siguientes géneros utilizados para aprovechamiento maderero:

Abies.
Agnus.
Betula.
Castanea.
Corylus.
Eucalyptus.
Fagus.
Fraxinus.
Juniperus.
Juglans.
Larix.
Picea.
Pinus.
Populus.
Quercus.
Ulmus.

También son residuos susceptibles de este aprovechamiento energético los procedentes de las siguientes especies utilizadas en jardinería:

Acer.
Acacia.
Aesculus.
Cedrus.
Cupressus.
Gleditsia.
Platanus.
Robinia.

2.2 Residuos de las operaciones selvícolas que se realizan con el fin de limpiar el monte para defenderlo de incendios y plagas, favorecer las actividades de repoblación, los desbroces y descuajes sobre el matorral, así como los residuos procedentes de las operaciones de conservación y mantenimiento de espacios verdes.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los géneros del apartado 2.1 anterior más los siguientes géneros adicionales:

Buxus.
Chamaerops.
Cistus.
Clematis.
Cotoneaster.
Crataegus.
Cytisus.
Erica.
Picus.
Genista.
Laurus.
Lavandula.
Ligustrum.
Malus.
Morus.

Nerium.
Phillyrea.
Pistacia.
Prunas.
Pyrus.
Retama.
Rhamnus.
Sambucus.
Sorbus.
Tamarix.
Thymus.
Ulex.

3) Residuos de la actividad agrícola: biomasa residual originada en las actividades de producción, cosecha y procesamiento de materias primas dentro del sector agrícola. Según su origen se dividen en:

3.1 Residuos herbáceos como la paja del cereal y los residuos que se dejan en la tierra de labor después de la recolección. Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son los siguientes:

a) Residuos procedentes del cultivo de cereales: la paja de trigo, cebada, avena, centeno, arroz, maíz, sorgo.

b) Residuos procedentes de producciones hortícolas: los residuos de cultivos de invernadero.

c) Residuos de producción de frutos secos: las cáscaras de almendra, pistacho, girasol, piñón, avellana y nuez.

d) Residuos de producción del arroz: la cascarilla de arroz.

e) Residuos procedentes de cultivos para el sector agroindustrial: los residuos del cultivo del algodón, el girasol y la colza.

f) Residuos de cultivos dedicados a la producción de legumbres para alimentación humana o animal.

3.2 Residuos procedentes de las podas de especies leñosas. Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los siguientes cultivos:

Olivar.
Viñedo.
Alcaparra.
Algarrobo.
Almendro.
Avellano.
Cítricos: limonero, mandarina, naranjo, pomelo, toronjo.
Frutales: aguacate, albaricoque, cerezo, chirimoyo, ciruelo, higuera, mango, manzano, melocotonero, níspero y peral.
Nogal.

B) Productos incluidos en el grupo b.7:

1) Biogás: combustible gaseoso producido en la digestión anaerobia de materia orgánica generada en las actividades de los sectores residencial, industrial y servicios, ya sea en plantas de depuración o en vertederos.

2) Residuos de la actividad ganadera: biomasa residual originada en las actividades de producción y cuidado de animales y el procesamiento de materias primas dentro del sector ganadero, incluidos los residuos de las explotaciones de animales, extensivas o intensivas, como gallinaza, purines o residuos cárnicos.

3) Estiércoles: biomasa residual originada en la limpieza y saneamiento de las heces de los animales durante las actividades de producción en el sector ganadero y otros relacionados con el mantenimiento de animales vivos.

4) Lodos procedentes de la depuración de aguas residuales: biomasa residual originada en la aireación de los tratamientos biológicos de aguas residuales procedentes

de estaciones de depuración de aguas residuales urbanas, industriales, agroindustriales o forestales.

5) Biocombustibles: combustibles líquidos o sólidos producidos a partir de materiales orgánicos mediante procesos físicos y/o químicos para su uso energético. Se dividen en:

a) Líquidos: aceites y ésteres derivados de la producción de oleaginosas; aceites vegetales modificados químicamente; alcoholes etílicos y el ETBE (Etil-Terc-Butil-Eter) obtenidos a partir de productos agrícolas o de origen vegetal; bioetanol.

Especies productoras de materia prima para biocombustibles líquidos:

Brassica napus (colza).
Helianthus tuberosus (patata).
Helianthus annuus (girasol).
Beta vulgaris.
Triticum aestivum (trigo).
Zea mays (maíz).

b) Sólidos: productos obtenidos mediante densificación y otros tratamientos físico-químicos de residuos vegetales. Dentro de estos productos se incluyen los pellets, las briquetas y las mezclas de biocombustibles sólidos.

C) Productos incluidos en el grupo b.8:

1) Residuos procedentes de las industrias del sector agroforestal: biomasa residual originada en las actividades de producción y procesamiento de materias primas dentro de las industrias del sector forestal y del sector agrícola, incluido el sector alimentario.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son:

a) Residuos de lavado, orujos, alperujos y orujillos procedentes de la producción de aceites de oliva y de aceites de orujo de oliva.

b) Residuos de la producción de aceitunas como los huesos de aceitunas y los residuos de lavado.

c) Residuos de la extracción de aceites de semillas como el girasol o la colza, como las cáscaras de la semilla o las tortas de residuos prensados.

d) Residuos de las industrias vinícolas y de alcoholes etílicos, como los orujos desalcoholizados, orujillos, el residuo de los raspones y la granilla.

e) Residuos de industrias conserveras, como los huesos (melocotón, albaricoque, ciruelas, cerezo, etc.), las pepitas (manzana, pera, etc.), o incluso las pieles y rechazos.

f) Residuos de las industrias de cerveza y malta como el bagazo.

g) Residuos de las industrias de frutales cítricos (naranja, mandarina, limonero, pomelo, toronjo, etc.), como las productoras de zumos y cuyos residuos incluyen pieles y pepitas.

2) Residuos procedentes de las industrias forestales de primera y segunda transformación: las industrias de primera transformación son las industrias de aserrado, de producción de chapa, chapa plana, tableros contrachapados, tableros de partículas, tableros de fibras, tableros alistonados y las de fabricación de pasta de papel.

Las industrias de segunda transformación son las industrias relativas al sector del mueble, así como las de puertas y carpinterías.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son:

Cortezas.
Serrines.
Recortes.

Astillas.
Virutas.
Curros y cilindrados.
Polvos de lijado, astillado y calibrado.
Finos de astillado.
Restos de tableros.
Lejías negras.

ANEXO III

Modelo de inscripción en el registro

Central:
Nombre de la central
Tecnología (1)
Emplazamiento: calle o plaza, paraje, etc.
Municipio
Provincia
Grupo al que pertenece (artículo 2)
Empresa distribuidora a la que vierte
Número de grupos
Potencia nominal total en kW
Potencia nominal de cada grupo en kW

Hidráulica:
Río
Salto en metros
Caudal en m³ por segundo
Térmica clásica:
Tipo(s) de combustible(s)
Titular:
Nombre:
Dirección:
Municipio:
Provincia:
Fecha de puesta en marcha:
Fecha de inscripción (en el registro autonómico):
Provisional
Definitiva
En, a ... de de 2

(1) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor condensación, turbina de vapor contrapresión, ciclo combinado, motor diesel, otros (especificarlos).

ANEXO IV

Memoria-resumen anual

DATOS GENERALES

Nombre o razón social de la Empresa	
Dirección del Servicio u Oficina de la Empresa Encargada de cumplimentar esta información	Calle núm. Tel. Municipio Provincia
Nombre de la central:	Fecha de puesta en funcionamiento mes/año
Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc. núm. Tel.	
Municipio	Provincia Fax
Actividad principal de la empresa	CNAE
Número del registro autonómico:	

ENERGIA ELECTRICA

a. Energía eléctrica generada por la instalación medida en bornas del alternador	89 MWh		
b. Consumos propios en los servicios de la central	92 MWh		
c. Energía eléctrica en barras de la central (a-b)	94 MWh		
d. Energía eléctrica comprada	99 MWh	100 €
e. Consumos (no incluidos en el apartado b)	 MWh	104 €
d. Energía eléctrica vendida (c + d - e)	95 MWh	96 €

ENERGIA TERMICA RECUPERADA

Calor útil generado por la instalación	119 €
--	-----	---------

ENERGIA TERMICA PRIMARIA

(A rellenar solo por los titulares de instalaciones que consuman combustible)

Combustible utilizado	Cantidad	PCI	Valor
Gas natural 10 ³ NMP kcal/Nm ³ €
Fuel Oil toneladas kcal/kg. €
Gas Oil toneladas kcal/kg. €
Biomasa toneladas kcal/kg. €
Residuos urbanos toneladas kcal/kg. €
Otros residuos toneladas kcal/kg. €
Otros combustibles (indicados) toneladas kcal/kg. €

PERSONAL DEDICADO A LA CENTRAL

Nº de personas	Horas trabajadas	Coste total Euros
251/260	255/273	256/274
.....

INVERSIONES REALIZADAS EN LA CENTRAL DURANTE EL AÑO

Euros	292/293/294
-------	-------------

Representante autorizado	
DNI:	Cargo

En a de de 199.....

Firma

ANEXO V**Complemento por energía reactiva**

Tipo de FP	Energía activa y reactiva	Bonificación por ciento		
	Factor de potencia	Punta	Llano	Valle
Inductivo.	< 0,95	-4	-4	8
	< 0,96 y ≥ 0,95	-3	0	6
	< 0,97 y ≥ 0,96	-2	0	4
	< 0,98 y ≥ 0,97	-1	0	2
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
Capacitivo.	1	0	4	0
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	< 0,98 y ≥ 0,97	2	0	-1
	< 0,97 y ≥ 0,96	4	0	-2
	< 0,96 y ≥ 0,95	6	0	-3
	< 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.

ANEXO VI**Primas de las instalaciones a las que se refiere la disposición transitoria segunda de este real decreto***Primas*

Grupo	Tipo Instalación	Potencia (MW)	Prima (Cent €/kWh)
a.	a.1 y a.2	$P \leq 10$	1,9399
b.	b.2		2,7500
	b.3		3,0373
	b.4		3,0373
	b.6		3,4224
	b.7		2,5970

Grupo	Tipo Instalación	Potencia (MW)	Prima (Cent €/kWh)
c.		$P \leq 10$	1,8244
Artículo 31.			0,4935
d.	d.1 d.2 d.3		2,6853 2,3729 1,5180

5563 *CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 125/2004, de 23 de enero, por el que se aprueba el Programa anual 2004 del Plan Estadístico Nacional 2001-2004.*

Advertidos errores en el Real Decreto 125/2004, de 23 de enero, por el que se aprueba el Programa anual 2004 del Plan Estadístico Nacional 2001-2004, publicado en el «Boletín Oficial del Estado» número 21, de 24 de enero de 2004, se procede a efectuar las oportunas rectificaciones:

En la página 3019, segunda columna, en el anexo II, en el número de programa 3653, donde dice: «INE, CC.AA. (Cataluña, Navarra, País Vasco), Comisión del Mercado de Telecomunicaciones», debe decir: «INE, CC.AA. (Cataluña, Navarra, País Vasco)».

En la página 3024, primera columna, en el anexo II, en el número de programa 3692, donde dice: «Organismos que intervienen: MMA», debe decir: «Organismos que intervienen: MMA, CC.AA.».

En la página 3039, segunda columna, en el anexo IV, en el número de programa 3389, donde dice: «Organismos que intervienen: INE, MSC», debe decir: «Organismos que intervienen: INE, Secretaría del Plan Nacional sobre el SIDA (MSC)».

En la página 3045, primera columna, en el anexo IV, donde dice:

«La estadística del Plan Estadístico Nacional 2001-2004

3316 Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales

pasa a denominarse

3316 Accidentes de Trabajo.».

debe decir:

«La estadística del Plan Estadístico Nacional 2001-2004

3616 Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales

pasa a denominarse

3616 Accidentes de Trabajo.»