

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

21911 *REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el apartado 2 del artículo 17 establece que «Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica ha hecho efectiva desde el 1 de enero de 1998 la introducción a la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, según lo previsto en los artículos 23 y 24 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

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, viene establecido el procedimiento de reparto de los fondos que ingresan los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del Sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda percibir en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, así como la cuantía de las cuotas destinadas a los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Igualmente, en dicho Real Decreto se prevé que en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, se fijen las exenciones en las cuotas para los distribuidores a los que no les fuera de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, regula la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003–2010, incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

Por su parte, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, fija los cri-

terios en desarrollo del artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, antes citada, para efectuar la modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica, entre otros, la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoció los costes de transición a la competencia a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997, en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, permite mantener la estructura de tarifas de suministro que venían aplicándose con anterioridad a la entrada en vigor de la misma, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la citada Ley, que prevé que «En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente Ley que sean necesarias para la puesta en práctica de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica».

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, determina los elementos que integran las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el marco económico de dichas actividades garantizando la adecuada prestación del servicio y su calidad.

Por su parte, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece que el Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, fijará los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001 citado.

El 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, determina el procedimiento de la evolución de las tarifas, precios, primas e incentivos a aplicar a las diferentes instalaciones de este régimen.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y los Tránsitos de Energía Eléctrica y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias a dicho Reglamento, prevén unas verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida para los cuales resulta necesario actualizar los precios que permitan al Operador del Sistema, como empresa verificadora facturar los servicios prestados a los agentes, a excepción de los costes reconocidos en el artículo 26 del citado Reglamento.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, prevé en su artículo 6 una primera verificación cuyo precio se fija cada año.

Por todo ello, en el presente Real Decreto se establece el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2005 se fija en un 1,71% sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2004, así como su aplicación a la estructura de tarifas vigentes, la cuantía destinada para el 2005 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

Se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida y control. Se incrementan los valores de

los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación en el 1,71 %.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2004, el 1,71 %.

Se incrementan los precios de venta de las instalaciones acogidas al régimen especial para el régimen transitorio del Real Decreto 2366/1994 en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa. Por su parte, con la fijación para el año 2005 de la tarifa eléctrica media o de referencia quedan actualizados los componentes retributivos del RD 436/2004, de 12 marzo, que hacen referencia a dicha tarifa. Para las instalaciones de régimen especial de dicho Real Decreto que permanecen al amparo de sus disposiciones transitorias primera y segunda también se procede a la actualización de sus elementos retributivos adoptando en estos casos además la variación del tipo de interés conforme a la variación del Euribor a tres meses, correspondiente al mes de noviembre de 2004 con respecto a la misma fecha del año 2003, resultando una variación del 0,47 por ciento. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/año, resultando un valor del -5,11 por ciento. La media anual del precio final horario del mercado de producción en los últimos doce meses para cada grupo se ha calculado como la media de precios mensuales, ponderando cada uno por la energía facturada en régimen especial para cada grupo. La estimación para 2005 de la media del precio final horario del mercado de producción es de 3,78 céntimos de Euro/kWh. No obstante lo anterior, se mantienen las primas, establecidas para las instalaciones del grupo a., tipos a.1 y a.2 que utilicen como combustible fuel-oil, y las del grupo d. y tipo d.1, quedando fijados sus valores en 3,2424 céntimos de euro/ kWh, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares se determina de forma provisional, en tanto no se desarrolle la normativa que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en 257.701 miles de euros. No obstante, teniendo en cuenta la aplicación de dicho Real Decreto y su normativa de desarrollo se prevé una cuantía adicional, que se incluye en la tarifa como nueva normativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de 99.506 miles de euros.

Se actualizan los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 1,71 %.

Vistos el informe de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 30 de diciembre de 2004.

DISPONGO:

Artículo 1. *Revisión de la tarifa media o de referencia para 2005.*

1. La tarifa media o de referencia para 2005 se incrementa un 1,71% sobre la tarifa media o de referencia

de 2004, fijando su valor para 2005 en 7,3304 céntimos de euro/kWh.

2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2005, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 1,71% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2004 en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.

3. Los costes máximos reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 936.958 miles de euros, de los que 677.751 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 188.536 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 70.671 miles de euros a las empresas insulares e extrapeninsulares.

4. Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.456.334 miles de euros, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 80.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto, 10.000 miles de euros como costes destinados a gestión de la demanda a los que referencia el artículo 5 del presente Real Decreto, 170.609 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, 253.014 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y 2.942.711 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las cantidades asignadas a cada una de las empresas o agrupaciones de empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre es la establecida en el anexo VIII del presente Real Decreto.

5. Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 292.441 miles de euros, de los que 18.559 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 273.882 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

6. La retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se estima para el 2005 en un importe máximo de 230.590 miles de euros de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

7. La anualidad para 2005 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, generado entre el 1 de

enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, se fija en un máximo de 227.143 miles de euros.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas.

8. La revisión en 2005 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y teniendo en cuenta la revisión fijada para ese año en el artículo 1.8 del Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, asciende a -46.738 miles de euros, desglosados en -36731 miles de euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y -10.007 miles de euros en concepto de sobrecoste de las primas del régimen especial. Por su parte, en 2005 la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, es nula. De la aplicación de estos criterios de revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia del -0,27%.

9. Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un coste de 99.506 miles de euros, consecuencia de considerar los costes en concepto de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, por el sobrecoste de generación que se produce en los mismos. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,58%.

Artículo 2. *Revisión de tarifas y precios regulados.*

1. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas es la que se establece en el Anexo I del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía. Asimismo en dicho Anexo se precisan las condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El precio de los alquileres de los equipos de medida es el que se detalla en el Anexo II del presente Real Decreto y las cantidades a satisfacer por cuotas de extensión y acceso y derechos de enganche y verificación definidos en el 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, para nuevas instalaciones, quedan fijados a la entrada en vigor del mismo en las cuantías que figuran en el Anexo III del presente Real Decreto.

2. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, es la que se fija en el Anexo VII del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario, diferenciando, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por en el artículo primero, apartado 4 de la Ley 9/2001, de 4 de junio, los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá el procedimiento para asignar las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores directamente o a través del comercializador con otros países de la Unión Europea.

3. Las primas establecidas en el anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se actualizan, tomando como variación interanual del tipo de interés el 0,47 por ciento; la variación del precio del gas del -5,11 por ciento, la variación de la tarifa media del 1,71 por ciento, excepto las primas, establecidas para las instalaciones del grupo a., tipos a.1 y a.2 que utilicen como combustible fuel-oil, y las del grupo d. y tipo d.1, que mantienen sus valores, ya actualizados en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Sus valores se establecen en el apartado 1 del anexo IV del presente Real Decreto.

Se varían los precios de los términos de potencia y energía para aquellas instalaciones acogidas al régimen establecido en el 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 incrementándose el 1,71%. Sus valores figuran en el apartado 2 del Anexo IV del presente Real Decreto.

4. Se cuantifican las pérdidas de transporte y distribución, homogéneas por cada tarifa de suministro y/o de acceso, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Los coeficientes para el cálculo de dichas pérdidas se fijan en el Anexo V del presente Real Decreto.

Artículo 3. *Costes con destinos específicos.*

1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2005

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	2,066
Operador del Sistema	0,196
Operador del Mercado	0,057
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,173
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,086

2. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2005

	Porcentaje sobre peajes
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	6,074
Operador del Sistema	0,577
Operador del Mercado	0,169
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,508
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,252

El 3,040% de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa y a la empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. para sus suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla:

a) Con carácter general las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa quedan exentas de hacer entrega de las cuotas expresadas como porcentaje de la factura en concepto de moratoria nuclear, según se establece en el apartado anterior.

b) Las empresas clasificadas en el grupo 1, de acuerdo con la disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedan exentas de hacer entrega de las cuotas previstas en dicho Real Decreto, según se establece en el apartado anterior.

c) Para las empresas clasificadas en el grupo 2, de acuerdo con la disposición adicional primera del presente Real Decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 1 de este artículo.

d) Las restantes empresas distribuidoras que adquieran energía a tarifas ingresarán la totalidad de las cuotas a excepción de la establecida con carácter general en el apartado 3.a) del presente artículo.

e) La empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla quedan exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad.

Artículo 4. Planes de calidad de servicio.

1. De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2005, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 80.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución.

2. La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas, mediante Convenios de Colaboración que contemplen planes de mejora de calidad de servicio suscritos entre la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las Comunidades y Ciudades de Ceuta y Melilla que incluyan inversiones en instalaciones de distribución en las zonas citadas.

3. La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los Convenios citados.

Artículo 5. Programas nacionales de gestión de la demanda.

1. Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de conformidad con lo establecido en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, para establecer programas nacionales de incentivación de gestión de la demanda a través del sistema tarifario, con objeto de promover la eficiencia en el ahorro de energía eléctrica y el desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema.

2. La cuantía destinada a la incentivación de estos programas no excederá de 10.000 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

3. La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin.

Artículo 6. Información.

1. Con objeto de poder dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores finales, distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas que realizan actividades en el sector eléctrico información para el segui-

miento del mercado, de las instalaciones de régimen especial, elaboración de la propuesta de tarifas, así como para la aprobación de las compensaciones por extrapensinsularidad, a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa por la energía adquirida a instalaciones en régimen especial y la energía suministrada a consumidores acogidos a tarifas interrumpibles.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica remitirán mensualmente a cada Ayuntamiento un listado de la facturación de energía eléctrica a sus clientes, clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes correspondientes a los suministros realizados en su término municipal.

Artículo 7. Comprobaciones e inspecciones de la Comisión Nacional de Energía.

1. La Comisión Nacional de Energía, anualmente:

a) Efectuará la comprobación de las declaraciones de los ingresos realizados por las empresas distribuidoras que tengan obligación de entregar los porcentajes sobre la facturación que se establece en el artículo 3 del presente Real Decreto a los efectos de comprobar la recaudación de las mismas. Anualmente remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre las declaraciones de las comprobaciones efectuadas de cada una de dichas empresas.

b) Comprobará las facturaciones correspondientes a cada una de las adquisiciones de energía procedente de las instalaciones acogidas al régimen especial realizadas por los distribuidores que no se encontraban acogidos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas las compensaciones establecidas en el apartado 4 del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

c) Comprobará cada una de las facturaciones de los suministros de energía acogidos al sistema de interrumpibilidad realizados por las empresas distribuidoras a que se refiere el párrafo b) anterior a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de las compensaciones a realizar a las mismas por dicho concepto, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Orden de 7 de julio de 1992, por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúan y el Real Decreto 2017/1997 antes citado.

d) Comprobará las facturaciones realizadas por las empresas distribuidoras correspondientes a cada uno de los suministros interrumpibles y de los acogidos a la tarifa horaria de potencia remitiendo las actas de inspección realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de que esta última compruebe la aplicación de la normativa tarifaria vigente.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá inspeccionar a través de la Comisión Nacional de Energía, facturaciones correspondientes a los contratos de suministro a tarifa y a contratos de acceso a tarifa, así como las adquisiciones de energía a las instalaciones acogidas al régimen especial a los efectos de comprobar la adecuación a la normativa tarifaria vigente de las facturaciones realizadas y de la cesión de excedentes.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará un plan de inspecciones con carácter semestral a realizar sobre una muestra concreta de clientes de empresas distribuidoras y de instalaciones acogidas al régimen especial. La Comisión Nacional de Energía deberá presentar durante los primeros quince

días de cada semestre una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La Comisión Nacional de Energía realizará la comprobación de los ingresos de otros distribuidores no incluidos en el apartado 1.a) del presente artículo a efectos de poder proceder a su clasificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa tarifaria vigente, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes.

Artículo 8. Precios de las actuaciones del Operador del Sistema.

Los precios máximos de actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC, en puntos de medida tipo 1 y 2, a cobrar por el Operador del Sistema serán los que figuran en el Anexo VI del presente Real Decreto. El Operador del Sistema deberá presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos correspondientes a dichas actuaciones, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 9. Precio de la primera verificación.

El precio máximo para la primera verificación del cumplimiento de la normativa técnica en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, será de 93,14 euros.

Artículo 10. Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones en régimen ordinario pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC.

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el precio medio considerado es de 0,036061 euros/kWh. Este precio será asimismo de aplicación como tarifa base del servicio de estimación de medidas, indicado en el apartado 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Disposición adicional primera. Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las tasas a que se refiere el artículo 3 del presente Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1) Empresas cuya energía entrante en sus redes no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior.

Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes de facturación en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

2) Empresas cuya energía entrante en sus redes totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos municipios se contabilizará como rural diseminado exclusivamente la energía distribuida en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminado el suministro que se efectúe a una industria propia o a un abonado cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas distribuidoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de abonados propios.

Para las empresas del grupo 2) la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida, en ambos casos sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados.

2.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 30 y menos de 45 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C el sumatorio de la energía en MWh entrante en las redes del distribuidor medida en los puntos frontera correspondientes en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1) y 2) anteriores, no se tendrán en cuenta los kWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3) Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la Comisión Nacional de Energía las cantidades detalladas en el artículo 3 del presente Real Decreto, con las salvedades que se establecen en el apartado 3 de dicho artículo.

A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus clientes indicados en el artículo 20.3 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional segunda. Carácter de los costes de compensación extrapeninsular.

La cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares que figuran en el artículo 3 del presente Real Decreto es provisional para 2005. Dicha cuantía se calculará de forma definitiva cuando se disponga del desarrollo normativo que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Disposición adicional tercera. Aplicación del sistema de interrumpibilidad.

1. Los clientes que actualmente tengan contratos de suministro interrumpible de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas y estén acogidos a los descuentos por interrumpibilidad tipo A y B, deberán proceder a las modificaciones en sus sistemas de medida y comunicaciones antes del 31 de mayo de 2005, adecuándolos a las especificaciones establecidas en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de julio de 2004 por la que se aprueba el nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad.

Para aquellos clientes, que como consecuencia de las características de sus sistemas de medida y comunicaciones, la adecuación de los mismos suponga la pérdida de comunicación con el actual sistema de interrumpibilidad, el plazo anterior se prorroga hasta el 31 de julio de 2005. Los clientes que se encuentren en esta última situación deberán notificarlo a Red Eléctrica de España S.A. antes del 1 de mayo de 2005, indicando el tipo de equipo instalado.

Las modificaciones antes deberán ser verificadas por Red Eléctrica de España, S.A., la cual emitirá el correspondiente informe. Este informe deberá ser remitido por el cliente a la Dirección General de Política Energética y Minas con un plazo de antelación mínimo de 30 días previo al 31 de julio de 2005.

La no presentación del informe en el plazo indicado podrá suponer, salvo causas justificadas, la rescisión por parte del consumidor del contrato o sus prorrogas.

2. Las interrumpibilidades tipo A y B tendrán dos modalidades de aplicación siendo potestad de Red Eléc-

trica de España, S.A. en cada momento ordenar a cada consumidor la aplicación de una u otra.

a) Interrumpibilidad tipo A:

1. Normal: Preaviso mínimo de 16 horas e interrupción máxima de 12 horas.

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 4 horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la $P_{\max}$ establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 4 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.1.3 Resto de las 12 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 12 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite $P_{\max}$ no puede ser inferior a una hora.

b) Interrumpibilidad tipo B:

1. Normal: Preaviso mínimo de 6 horas e interrupción máxima de 6 horas.

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 3 horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la $P_{\max}$ establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 3 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.3.3 Resto de las 6 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 6 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite $P_{\max}$ no puede ser inferior a una hora.

3. Las interrupciones flexibles de tipo A y B computarán como 12 y 6 horas respectivamente y como una interrupción aunque se valoren en varios periodos.

4. Se mantienen los valores actualmente vigentes en relación con el número y frecuencia temporal de las interrupciones.

5. Los consumidores acogidos deberán aportar permanentemente información de la potencia activa y reactiva demandada por los consumidores en tiempo real y los programas previstos para ambos consumos.

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de autorización administrativa de determinados parámetros y tarifas.*

El procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad, el procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia así como el proceso de autorización para aplicación de periodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario

por discriminación horaria para todos los tipos, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.*

1. No se aplicarán tarifas de acceso a los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su destino en países miembros de la Unión Europea, cuando exista reciprocidad con dichos países.

2. Para la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6 b) del Artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, la potencia contratada en cada periodo tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el periodo tarifario i, PM_i , y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En estos casos, el periodo de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso a que hace referencia el párrafo 2 del apartado 6 b) del Artículo 6 del citado Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los periodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas PM_i que puede llegar a absorber de la red, tendrá carácter mensual, sin perjuicio del carácter anual establecido para el contrato, por lo que en aquellos meses en que no exista periodo tarifario i, la P_{di} de aplicación será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada en el mismo.

Disposición adicional sexta. *Cálculo de compensaciones a distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico por adquisiciones de energía en instalaciones en régimen especial.*

Para el cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del Real Decreto 1717/1997, 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, se entenderá en todos los casos, por el precio que correspondería a la energía eléctrica adquirida por el distribuidor a cada uno de los productores facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, el precio neto, es decir, el resultante de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras.

Disposición adicional séptima. *Precio unitario por garantía de potencia.*

Los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998 aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el citado punto dependiendo de la diferenciación de periodos tarifarios de la tarifa de acceso, toman los siguientes valores expresados en euros/kWh:

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis periodos:

Período 1 $X_1 = 0,007934$.
Período 2 $X_2 = 0,003662$.
Período 3 $X_3 = 0,002441$.
Período 4 $X_4 = 0,001831$.
Período 5 $X_5 = 0,001831$.
Período 6 $X_6 = 0,000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de alta tensión y tres periodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0,007934$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0,004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0,000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de baja tensión y tres periodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0,013247$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0,004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0,000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de dos periodos:

Período 1 (punta y llano) $X_1 = 0,013222$.
Período 2 (valle) $X_2 = 0$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de un solo periodo:

Período 1 (punta, llano y valle) $X_1 = 0,013222$.

Disposición adicional octava. *Destino de los fondos de la cuota de financiación del stock básico del uranio.*

Los eventuales fondos que pudieran seguir siendo ingresados por las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre.

Disposición adicional novena. *Incentivos de las instalaciones del apartado 2 del artículo 41 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, y actualización de las primas de determinadas instalaciones.*

1. 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 aquellas a las que se refiere su disposición adicional segunda, que utilicen como combustible el gas natural, a que hace referencia el apartado 2 del artículo 41 del Real Decreto 436/2004, de 2 de marzo, para tener derecho a la percepción de un incentivo por la producción o excedentes será requisito indispensable que éste combustible suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior, y que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, del Real Decreto 436/2004, de 2 de marzo.

El valor de dicho incentivo, en su caso, será determinado por el Gobierno, previa consulta con las comunidades o ciudades autónomas.

2. Las primas de las instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del 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, se actualizarán por el Gobierno cuando se establezca la tarifa media o de referencia, de acuerdo con la variación interanual de

los tipos de interés y de la tarifa eléctrica media o de referencia, ponderando las dos variables a partes iguales.

Disposición adicional décima. *Ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso.*

A los efectos previstos en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso, en los Planes de calidad a que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto.

En consecuencia las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, citado estarán sujetas a partir del 1 de enero de 2005 al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional undécima. *Transparencia en la información del mercado de producción.*

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, determinará la información que considere relevante a efectos de la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica. Esta información se hará pública por la Comisión Nacional de Energía.

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

En el caso de cambio de la modalidad de contratación con motivo del ejercicio del derecho de cualificación del consumidor desde una tarifa de suministro a una tarifa de acceso a las redes de baja tensión, todo ello en baja tensión, la nueva potencia a contratar que resulte, en su caso, de la nueva tensión normalizada en baja tensión de 230 V, y siempre que dicho cambio no suponga una modificación de la intensidad, deberá entenderse como ya adscrita anteriormente a la instalación, sin que proceda, en este caso, cargo alguno en concepto de actualización de depósito de garantía, ni la presentación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes deberá multiplicarse por el factor 0,956522.

Disposición transitoria única. *Aplicación a clientes de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.*

1. La tarifa horaria de potencia será incompatible con contratos de suministro adicional.

2. La tarifa horaria de potencia sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en el Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

3. El complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicho complemento el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en los apartados 7.4 y 8.4.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de

enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

Los contratos de suministro adicional que suscriban los consumidores acogidos en su tarifa de suministro al sistema de interrumpibilidad serán interrumpibles en su totalidad, considerándose la/s potencia/s contratada/s de los mismos 0 kW en los momentos en que se de una orden de interrupción en aplicación del sistema.

Si estos contratos adicionales no fueran considerados interrumpibles, el consumidor perderá automáticamente su derecho a estar acogido al sistema de interrumpibilidad en el contrato a tarifa.

En los casos en que coexista el contrato a tarifa interrumpible y el contrato adicional, si se incumpliera una orden de reducción de potencia, sin perjuicio de aplicar la penalización establecida en la Orden de 12 de enero de 1995, significará para el consumidor la aplicación de la incompatibilidad de una tarifa de suministro interrumpible con un contrato adicional.

4. No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, para industrias de nueva creación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de estas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas y en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995. En estos casos el contrato a tarifa con complemento por interrumpibilidad será incompatible con contratos de suministro adicional.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se deroga el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango que se oponga a lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente real decreto. Asimismo se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de pagos de garantía de potencia y los coeficientes establecidos en la disposición adicional séptima.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2005.

Dado en Madrid, el 30 de diciembre de 2004.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOSÉ MONTILLA AGUILERA

ANEXO I**1. RELACIÓN DE TARIFAS BÁSICAS CON LOS PRECIOS DE SUS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.**

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA Tp: €/ kW mes	TÉRMINO DE ENERGÍA Te: €/ kWh
BAJA TENSIÓN		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,277110	0,062287
2.0 General, potencia no superior a 15 kW (1)	1,461129	0,083007
3.0 General	1,430269	0,083728
4.0 General de larga utilización	2,284634	0,076513
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,073285
R.0 De riegos agrícolas	0,335417	0,077841
ALTA TENSIÓN		
<u>Tarifas generales:</u>		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	1,980859	0,066324
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	1,873273	0,062274
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	1,809987	0,060439
1.4 Mayor de 145 kV	1,759358	0,058412
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kV	4,075634	0,060502
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	3,854132	0,056642
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,727559	0,054996
2.4 Mayor de 145 kV	3,632629	0,053224
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kV	10,821947	0,048731
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	10,119470	0,045882
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	9,809367	0,044112
3.4 Mayor de 145 kV	9,511921	0,042908
<u>Tarifas T. De Tracción:</u>		
T.1 No superior a 36 kV	0,620205	0,069361
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,569576	0,065247
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,556920	0,063223
<u>Tarifas R. De Riegos Agrícolas:</u>		
R.1. No superior a 36 kV	0,506290	0,069425
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,480974	0,065375
R.3 Mayor de 72,5 kV	0,455661	0,063160
<u>Tarifa G.4 de grandes consumidores</u>	10,208070	0,011265
<u>Tarifa venta a distribuidores (D)</u>		
D.1: No superior a 36 kV	2,200412	0,046539
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,077085	0,044398
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,025157	0,042840
D.4: Mayor de 145 kV	1,960248	0,041671

(1) A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los periodos horarios:

- Energía consumida día (punta y llano): 0,085274 €/kWh de término de energía
- Energía consumida noche (valle): 0,038670 €/kWh de término de energía.

2. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LA TARIFA HORARIA DE POTENCIA.

Los precios de los términos de potencia, t_{pi} , y de los términos de energía t_{ei} en cada período horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

PRECIOS

Períodos		1	2	3	4	5	6	7
T _p	Euros/kW y año	31,712734	21,137602	18,118851	12,682563	12,682563	12,682563	9,752409
T _e	Euros/kWh	0,177518	0,061463	0,061641	0,055122	0,036200	0,023543	0,018543

Los recargos o descuentos aplicables a los precios anteriores serán, en función de la tensión de suministro, los siguientes:

TENSION KV	RECARGO	DESCUENTO
$T \leq 36$	3,09%	
$36 < T \leq 72,5$	1,00%	
$72,5 < T \leq 145$	0,00%	0,00%
$T > 145$		12,00%

Estos precios en euros se redondearán a seis decimales para los términos de potencia y energía.

A los efectos de aplicación de esta tarifa los 23 días tipo A del período 1 a fijar por Red Eléctrica de España S.A. se podrán establecer en cada año eléctrico, no pudiendo en un mismo mes fijar más de 12 días, y los días tipo A que se definen en el apartado tercero, apartado 3.1 del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 podrán ser todos los días del año eléctrico excepto sábados domingos y festivos.

El precio de los excesos computados de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el punto 4.3 del Título II, del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, por la que se establecen tarifas eléctricas, se fija en 0,038199 €/kVarh.

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el párrafo 4.1.2. del apartado cuarto del Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, fijada para el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 806 que viene expresado en pesetas/KW es de 4,8441 expresado en euros por kW.

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DEL COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN EL PUNTO 7.4 DEL TÍTULO I DEL ANEXO I DE LA ORDEN DE 12 DE ENERO DE 1995 APLICABLE A LAS TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN.

El término variable del descuento DI, que figura en el segundo sumando de la fórmula establecida en el párrafo a) del apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 será nulo, es decir ($\sum P_i/P_f$) será siempre 0 con independencia de las interrupciones solicitadas y cumplidas por el consumidor en cada temporada eléctrica.

4. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE VENTA A LOS DISTRIBUIDORES QUE NO SE ENCONTRABAN SUJETOS AL REAL DECRETO 1538/1987, DE 11 DE DICIEMBRE.

1. Las empresas distribuidoras que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a las que no les fuera de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, excepto GESA I y UNELCO I, podrán adquirir su energía:

a) A tarifa D, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio económico anterior descontados los incrementos del año anterior que hayan sobrepasado los límites fijados para el mismo e incrementado en el porcentaje correspondiente a los aumentos vegetativos, que a estos efectos se fijan:

1.º Para las empresas clasificadas en el Grupo I, en el 10%. Ello no obstante, podrá autorizarse por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma y de la Comisión Nacional de Energía, un aumento superior, en atención a las particularidades de cada caso.

2.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 2 en el 10%.

3.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 3 en el 7%.

Estos límites serán considerados a año vencido, por lo que, en todo caso, deberán adquirir, como sujetos cualificados, ya sea directamente en el mercado organizado de producción como agentes del mercado o bien a través de una empresa comercializadora, la cuantía resultante de la energía que en el ejercicio anterior haya excedido de los límites del crecimiento que se hayan establecido para el mismo.

Estos límites de crecimiento vegetativo no se aplicarán a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ceuta, Melilla, Baleares y Canarias hasta que no se establezca un precio de referencia para los sujetos cualificados en dichos sistemas.

b) Al precio del mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

c) A la tarifa general correspondiente a su nivel de conexión.

2. El resto de empresas distribuidoras adquirirán su energía en el mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

ANEXO II

El precio medio de los alquileres de los contadores considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento son los siguientes:

	2005
	Euros /mes
a) Contadores simple tarifa:	
Energía Activa	
Monofásicos:	
Tarifa 1.0	0,47
Resto	0,54
Trifásicos o doble monofásicos	1,53
Energía Reactiva	
Monofásicos:	0,72
Trifásicos o doble monofásicos	1,71
b) Contadores discriminación horaria:	
Monofásicos (doble tarifa)	1,11
Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa)	2,22
Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa)	2,79
Contactador	0,15
Servicio de reloj de conmutador	0,91
c) Interruptor de control de potencia por polo	0,03

Para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, el canon de alquiler se determinará aplicando una tasa del 1,125 por 100 mensual al precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento, siendo este porcentaje aplicable igualmente a los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado.

ANEXO III**CANTIDADES A SATISFACER POR DERECHOS DE ACOMETIDA, ENGANCHE Y VERIFICACIÓN**

Sus valores quedan fijados en las cuantías siguientes:

- a)** Cuotas de extensión, en €/kW solicitado, fijadas en función de la tensión de la red de suministro, serán las siguientes:

1.º Alta Tensión:

Potencia solicitada ≤ 250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
$V \leq 36$ kV	14,018793
$36 \text{ kV} < V \leq 72,5$ kV	13,684259
$72,5 \text{ kV} < V$	14,567930

2.º Baja Tensión:

Potencia solicitada ≤ 50 kW

Cuota de extensión = 15,495784 €/kW solicitado

- b)** Cuotas de acceso, en €/kW contratado:

- Alta Tensión:

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
$V \leq 36$ kV	15,154939
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	13,135122
$72,5 \text{ kV} < V$	9,543635

- Baja Tensión

Cuota de acceso: 17,572407 €/kW contratado

- c)** Derechos de enganche:

1.º Baja Tensión: 8,066644 €.

2.º Alta tensión:

Tensión	Derechos de enganche €/Consumidor
$V \leq 36$ kV	70,895575
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	238,087887
$72,5 \text{ kV} < V$	334,038839

- d)** Derechos de verificación:

1.º Baja Tensión: 7,145316 €/consumidor.

2.º Alta Tensión:

Tensión	Derechos de verificación €/Consumidor
$V \leq 36$ kV	48,938041
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	75,954098
$72,5 \text{ kV} < V$	112,368833

ANEXO IV

- a. LAS PRIMAS ESTABLECIDAS EN EL ANEXO VI DEL REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO, POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL SON LAS SIGUIENTES:

GRUPO	SUBGRUPO	POTENCIA MW	Euros /kWh
A	a.1	$P \leq 10$	0,014100
	a.2	$P \leq 10$	0,014202
	a.1 y a.2 fuel-oil	$P \leq 10$	0,032828
B	b.2		0,023574
	b.3		0,027173
	b.4		0,025903
	b.6		0,028174
	b.7		0,022633
C		$P \leq 10$	0,018442
Artículo 31 (*)			0,004989
D	d.1		0,032828
	d.2		0,018361
	d.3		0,009909

(*) Instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

3. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA ENTREGADA POR INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL ACOGIDAS AL REAL DECRETO 2366/1994.

		2005	
Tipo de Instalación	Potencia	Tp	Te
	Instalada (MVA)	€/kW y mes	€/kWh
Grupo a	$P \leq 50$	1,855771	0,061733
Grupo b	$P \leq 50$	3,818849	0,056157
Grupos c, d y e	$P \leq 15$	10,036313	0,045444
	$15 < P \leq 30$	9,727020	0,043797
	$30 < P \leq 50$	9,430349	0,042529
Grupo f	$P \leq 50$	1,855771	0,061734

ANEXO V**COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA TRASPASAR LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS CONSUMIDORES A TARIFA Y CUALIFICADOS EN SUS CONTADORES A ENERGÍA SUMINISTRADA EN BARRAS DE CENTRAL**

TARIFA DE SUMINISTRO Y/O ACCESO	% pérdidas por tarifas
Tarifa 1.0	14,04
Tarifa 2.0	13,95
Tarifa B.0	13,36
Tarifa 3.0	14,00
Tarifa 4.0	13,99
Tarifa R.0	13,36
Tarifa 1.1	5,97
Tarifa 2.1	5,84
Tarifa 3.1	5,73
Tarifa R.1	5,73
Tarifa T.1	5,98
Tarifa D.1	6,01
Tarifa 1.2	4,50
Tarifa 2.2	4,48
Tarifa 3.2	4,44
Tarifa R.2	4,40
Tarifa T.2	4,70
Tarifa D.2	4,60
Tarifa 1.3	3,06
Tarifa 2.3	3,04
Tarifa 3.3	3,00
Tarifa R.3	2,85
Tarifa T.3	3,21
Tarifa D.3	3,12
Tarifa 1.4	1,53
Tarifa 2.4	1,51
Tarifa 3.4	1,50
Tarifa D.4	1,62
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y ≤ 72,5 kV	4,55
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > 72,5 kV y ≤ 145 kV	3,08
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 Kv	1,57

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS DE BAJA TENSIÓN REGULADOS EN EL REAL DECRETO 1164/2001

TARIFA DE ACCESO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO A TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN

Tensión de Suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Los períodos horarios a que se refiere este cuadro son los regulados para las tarifas generales de acceso para alta tensión. Para su aplicación a los contratos de suministro a tarifa horaria de potencia, corresponderán los períodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA OTROS CONTRATOS DE SUMINISTRO O ACCESO

NIVEL DE TENSIÓN	%
BT	13,81
MT ($1 > kV \geq 36$)	5,93
AT ($36 > kV \geq 72,5$)	4,14
AT ($72,5 > kV \geq 145$)	2,87
MAT ($145 > kV$)	1,52

ANEXO VI

PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA Y SUS ITC

1. Lecturas locales, verificaciones e inspecciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Desplazamiento a un punto de medida para la realización de cualquier intervención en el mismo incluyendo lectura visual, lectura local con TPL, desprecintado o precintado o conjunto total o parcial de las anteriores.	315,59
Suplementos:	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	252,47
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	31,56
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	94,68
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente.	94,68
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	94,68
Realización de la parametrización de contador-registrador.	63,12
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	63,12

Certificaciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($1h < \text{período} \leq 7 \text{ días}$).	31,56
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($7 \text{ días} < \text{período} \leq 1 \text{ mes}$).	63,12
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($1 \text{ mes} < \text{período} \leq 6 \text{ meses}$).	126,24
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($6 \text{ meses} < \text{período} \leq 1 \text{ año}$).	189,36
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($1 \text{ año} < \text{período} \leq 3 \text{ años}$).	631,22
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta ($3 \text{ años} < \text{período} \leq 6 \text{ años}$).	1.009,93

2. Pruebas de validación de protocolos.

Análisis y prueba de que los equipos cumplen los protocolos establecidos por el Operador del Sistema entre el concentrador principal y registradores o concentradores secundarios (red troncal): Estos costes se facturarán por las horas realmente dedicadas a un coste de 91,526137 Euros/hora, con un coste mínimo de 1.262,42 Euros, y se acompañarán cuando hayan superado las pruebas de un certificado de validación del protocolo, que servirá para su aceptación en todo el sistema de medidas.

ANEXO VII

PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA, ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. PRECIOS GENERALES

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 17,643080 €/kW y año
Te: 0,026132 €/kWh
- Tarifa 2.0NA:
Tp: 16,697723 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,035918	0,023428

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,507034	12,726843	2,762023
Te: €/kWh	0,018940	0,017295	0,013684

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,261726	10,028170	2,299574
Te: €/kWh	0,011719	0,011023	0,009756

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,493659	5,252340	3,846940	3,846940	3,846940	1,752617
6.2	8,761187	4,383761	3,211801	3,211801	3,211801	1,463366
6.3	8,039007	4,022671	2,945735	2,945735	2,945735	1,343002
6.4	7,316826	3,661580	2,679669	2,679669	2,679669	1,222638
6.5	0,713697	0,713697	0,324986	0,324986	0,324986	0,324986

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017967	0,016810	0,014990	0,009866	0,006448	0,005015
6.2	0,015013	0,014063	0,012543	0,008235	0,005385	0,004181
6.3	0,013810	0,012860	0,011530	0,007539	0,004942	0,003864
6.4	0,012543	0,011719	0,010453	0,006905	0,004498	0,003485
6.5	0,001848	0,001848	0,000957	0,000957	0,000957	0,000957

3º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

Para $\cos \Phi < 0,95$ y hasta $\cos \Phi = 0,90$: 0,000010 €/kVA rh
 Para $\cos \Phi < 0,90$ y hasta $\cos \Phi = 0,85$: 0,012531 €/kVA rh
 Para $\cos \Phi < 0,85$ y hasta $\cos \Phi = 0,80$: 0,025063 €/kVA rh
 Para $\cos \Phi < 0,80$: 0,037594 €/kVA rh

2. PRECIOS ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN A LAS ADQUISICIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTES DE CONTRATOS BILATERALES REALIZADOS POR LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORES CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 16,951295 €/kW y año
Te: 0,025107 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:
Tp: 16,043005 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,034510	0,022509

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	20,663743	12,227823	2,653724
Te: €/kWh	0,018197	0,016617	0,013147

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	15,624104	9,634965	2,209408
Te: €/kWh	0,011259	0,010591	0,009373

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,082203	5,046396	3,696101	3,696101	3,696101	1,683897
6.2	8,417661	4,211874	3,085866	3,085866	3,085866	1,405987
6.3	7,723798	3,864942	2,830233	2,830233	2,830233	1,290343
6.4	7,029933	3,518009	2,574599	2,574599	2,574599	1,174698
6.5	0,685713	0,685713	0,312243	0,312243	0,312243	0,312243

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017263	0,016151	0,014402	0,009479	0,006195	0,004818
6.2	0,014424	0,013512	0,012051	0,007912	0,005174	0,004017
6.3	0,013269	0,012356	0,011078	0,007243	0,004748	0,003712
6.4	0,012051	0,011259	0,010043	0,006634	0,004322	0,003348
6.5	0,001776	0,001776	0,000919	0,000919	0,000919	0,000919

4º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

Para $\cos \Phi < 0,95$ y hasta $\cos \Phi = 0,90$: 0,000010 €/kVArh

Para $\cos \Phi < 0,90$ y hasta $\cos \Phi = 0,85$: 0,012040 €/kVA rh

Para $\cos \Phi < 0,85$ y hasta $\cos \Phi = 0,80$: 0,024080 €/kVA rh

Para $\cos \Phi < 0,80$: 0,036120 €/kVArh

3.- PRECIOS DE LOS EXCESOS DE POTENCIA

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el punto b).3 del apartado 1.2. del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, fijada para las tarifas 6. en el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 234 que viene expresado en pesetas/KW es de 1,4064 expresado en euros por kW.

ANEXO VIII**RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN (AÑO 2005 POR EMPRESAS
O AGRUPACIONES DE EMPRESAS PENINSULARES)**

	Miles de Euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.085.137
Unión Fenosa Distribución, S.A.	497.073
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	93.705
Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.	88.010
Endesa	1.178.553
FEVASA	127
SOLANAR	99
TOTAL	2.942.711