



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ACTUALIZAN LOS PRECIOS DE LAS TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES**

9 de mayo de 2000

## **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ACTUALIZAN LOS PRECIOS DE LAS TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES**

Con fecha de 3 de abril de 2000 ha tenido entrada en esta Comisión escrito de la Secretaría de Estado de Industria y Energía solicitando informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se actualizan los precios de las tarifas de acceso a las redes.

En el ejercicio de las funciones que le atribuye la Disposición Adicional Undécima. Tercero de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha acordado en su sesión celebrada el día 9 de mayo aprobar el siguiente

### **INFORME**

#### **I. OBJETO**

El presente informe tiene por objeto responder a la solicitud de informe de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, que ha tenido entrada en esta Comisión con fecha de 3 de abril de 2000, en relación con la propuesta de Real Decreto por el que se actualizan los precios de las tarifas de acceso a las redes, todo ello en el ejercicio de la función cuarta establecida en el apartado Tercero.1 de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, consistente en participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

## **II. PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO**

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía decidió, en su sesión del día 11 de abril, convocar al Consejo Consultivo de Electricidad y remitirle un informe preliminar en el que se describían los principales cambios propuestos.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el pasado 26 de abril al objeto de emitir su informe preceptivo. Se acompañan las observaciones remitidas por los miembros del Consejo Consultivo.

## **III. CAMBIOS INCORPORADOS EN LA PROPUESTA DE REAL DECRETO**

En la propuesta de R.D. se incorporan modificaciones que afectan tanto a los precios de las tarifas de acceso como a los precios de los pagos por garantía de potencia de los comercializadores para su venta a consumidores cualificados o para la exportación, y de los consumidores cualificados o agentes externos que adquieran su energía en el mercado de producción.

Más concretamente, en lo referente a las tarifas de acceso, por una parte, se consideran cambios de precios que afectan al conjunto de consumidores tanto de baja como de alta tensión y, por otra, se especifican las condiciones que han de cumplir los consumidores eléctricos para poder acogerse a la tarifa de acceso general de alta tensión del escalón 6.

A continuación se describen los cambios introducidos en cada uno de los tres anexos.

### III.1 Tarifas de acceso

Se incrementan uniformemente del 10 al 12% todos los precios de las tarifas de baja (BT) y de alta tensión (AT). Al mismo tiempo se rebajan considerablemente las tarifas de ciertos grandes consumidores (los detalles se describen en el siguiente apartado).

En la propuesta de R.D. no se consideran cambios en la estructura actual. La BT sigue manteniendo su estructura que, de forma simplificada, se resume en el cuadro siguiente en el que hacen explícitas además de las distintas tarifas de acceso de BT, los tipos de discriminación horaria a los que pueden optar los clientes acogidos a cada una de ellas. Estas opciones son relevantes, como se señalará más adelante, para la determinación de los pagos por garantía de potencia propuestos.

Tarifas	Sectores	Opciones: tipos de horas
B.0	Alumbrado público	1 tipo
2.0	Doméstico y pequeño comercio	1 tipo 2 tipos (DH2:nocturna)
3.0 y 4.0	PYMES	1 tipo (DH1) 3 tipos (DH3 y DH4: diferenciando y sin diferenciar sábados y festivos)
R.0	Riegos	

Salvo para los suministros de tracción y distribución que tienen tarifas de AT específicas, el resto de los suministros de AT sólo pueden acogerse a una tarifa de seis períodos cuyos precios varían por nivel de tensión. Sigue existiendo una

diferencia de precios del 26% en la media tensión entre los conectados a niveles de 1-14kV y a niveles de 14-36kV. No se plantea una tarifa más sencilla, con menos períodos horarios para la MT.

Tampoco se considera la posibilidad de ofrecer una fórmula simplificada para facturar los excesos de potencia lo cual significa que todos los consumidores tendrán que disponer de equipos de medida que almacenen todos y cada uno de los excesos de potencia registrados en períodos de integración cuarto-horaria.

Se define un término de energía reactiva que en las tarifas generales de AT vigentes no existía. Se incorpora un mecanismo de penalización cuando la energía reactiva es superior a un determinado umbral. La forma de recargo es similar a la empleada hasta ahora para la tarifa integral THP. La diferencia es que se aplica cuando el consumo de reactiva supere el 33% del consumo de activa ( $\cos \gamma \leq 0,95$ ) en vez de imponer el límite menos restrictivo del 40% de la THP ( $\cos \gamma \leq 0,928$ ). El umbral de este parámetro es el que se recoge en la propuesta de Reglamento de Transporte, Distribución, Comercialización y Suministro. Además se establece un mínimo valor del factor de potencia ( $\cos \gamma = 0,5546$ ) por debajo del cual la corrección es obligatoria.

En cuanto a la corrección de los efectos capacitivos, la regulación es similar a la hasta ahora vigente relativa a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso de baja tensión.

### **III.2 Grandes consumidores**

Se permite que ciertos consumidores cualificados de gran tamaño, independientemente del nivel de tensión al que están conectados, puedan optar

por la tarifa de acceso general del escalón 6 hasta ahora aplicable a los intercambios internacionales (exportaciones).

En la propuesta de R.D. se establecen los requisitos y el procedimiento a seguir para poder aplicar dicha tarifa de acceso general. El requisito determinante viene expresado en términos de consumo anual mínimo en el período tarifario 6, que ha de ascender a más de 50 GWh/año. Este período comprende 5.032 horas correspondientes a las 8 horas de noche (de 0:00 a 8:00) de cada día del año, los sábados, domingos y festivos y todo agosto en el sistema peninsular (o el mes de menor demanda en los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares).

Este requisito de tamaño es satisfecho por todos los suministros acogidos a la tarifa G y la gran mayoría de los acogidos a la tarifa THP o a tarifas de larga duración con complemento de interrumpibilidad.

La posibilidad de poder optar por la tarifa de acceso del escalón 6 representa unas reducciones de precios considerables para los suministros que satisfagan los requisitos propuestos. Esta tarifa supone unas rebajas del 70 al 90%, según el período considerado y el nivel de tensión al que esté conectado el suministro.

Se anticipa además la posibilidad de que los grandes consumidores que accedan a esta opción puedan participar en el mercado de servicios complementarios y de gestión de la demanda.

### **III.3 Garantía de potencia**

El mecanismo de pago por garantía de potencia (GP) que considera la propuesta de R.D. introduce ciertos cambios. Distingue, como hasta ahora, el procedimiento aplicable al colectivo formado por los consumidores cualificados,

comercializadores y agentes externos del aplicable a los distribuidores. El sistema de pago de los distribuidores no se ve alterado debiendo abonar la diferencia entre la cantidad total reconocida a los generadores (1,15 PTA/kWh por la demanda de energía en el mercado organizado de los clientes finales elevada a barras de central<sup>1</sup>) y lo que se obtiene del otro colectivo. El pago por GP soportado por los distribuidores se financia a su vez a través de los ingresos que proporcionan los clientes acogidos a tarifas integrales.

El procedimiento difiere sin embargo del establecido actualmente para el otro colectivo. Así, en la propuesta se establecen unos precios por kWh demandado que discriminan según el tipo de hora, cuyos valores y definición horaria depende del *tipo de tarifa de acceso a la que está acogido el cliente*. Los tipos de tarifas de acceso se definen en función de la diferenciación de períodos que contemplen. En la actualidad hay tarifas de uno, dos, tres y seis períodos.

Para los clientes acogidos a tarifas generales de acceso de seis períodos, en la propuesta de R.D. se revisan al alza en un 33-50% los precios por kWh aplicables a algunos períodos tarifarios (del 2 al 5). Estas son las tarifas a las que han de acogerse todos los clientes de alta tensión, con excepción de los pequeños distribuidores y la tracción que cuentan con unas tarifas específicas.

Las otras modalidades de pago por garantía de potencia aplicables a clientes acogidos a tarifas de acceso de tres, dos y un solo período hasta ahora no se habían regulado. Tienen estas características las tarifas de AT específicas de distribución o de tracción y las tarifas de BT.

El cambio afectará a los consumidores de AT acogidos a dichas tarifas específicas y a los de BT con consumo superior a 1 GWh. El conjunto de

---

<sup>1</sup> Se excluye el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

suministros afectado actualmente es reducido, pero puede ser significativo si se ampliara la elegibilidad a un mayor número de suministros de BT.

Por término medio, los pagos por garantía de potencia correspondientes a estas tarifas son superiores a las cantidades pagadas en media con el sistema anterior de pagos en seis períodos, que se aproximaba a 0,3 PTA/kWh. Lo más destacable de la propuesta en cuanto al pago por GP es el elevado precio de 2,5 PTA/kWh asignado a las horas de punta y llano (5.840 horas/año) en las tarifas de acceso de dos períodos y a todas las horas del año (8.760 horas) en las de un solo período. Este precio es casi el doble del asignado al período punta en las tarifas de acceso de tres (alrededor de 1.500 horas/año) o de seis períodos (tan solo 486 horas/año).

#### **IV. VALORACIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO**

La valoración de los cambios planteados en la propuesta de R.D., sobre todo en lo que a niveles de precios se refiere, debe plantearse en el contexto de distintos horizontes temporales. Por una parte, ha de considerarse el efecto que pueden representar los nuevos precios a muy corto plazo, este año en concreto, pero también debe evaluarse la repercusión que pueden suponer los niveles propuestos a más largo plazo.

Para valorar la sostenibilidad y, por tanto, la estabilidad de esta propuesta en un horizonte temporal más amplio, se han considerado básicamente dos escenarios. Uno más realista que podría corresponder al año próximo, en el que tendrán la condición de cualificados todos los consumidores de alta tensión, y otro hipotético en el que todos los clientes del sistema sólo tuvieran la opción de participar en el mercado, sin poder acogerse a una tarifa integral. Se procede al análisis por separado de los pagos de la garantía de potencia y de las tarifas de acceso,

haciendo referencia también a los efectos de las modificaciones que afectan a los grandes consumidores.

#### **IV.1 Efectos a corto plazo de los nuevos precios propuestos**

Los nuevos precios propuestos no tendrán un impacto significativo sobre los ingresos de este año por varias razones:

1. Según la disposición transitoria contenida en la propuesta de R.D. no se aplicarán los nuevos precios a los contratos de tarifas de acceso ya suscritos hasta pasados seis meses desde la entrada en vigor del R.D. Por tanto, con respecto a estos suministros, sólo se verá afectada la facturación por acceso correspondiente a los meses de noviembre y diciembre, de ser aprobado este R.D. en mayo.
2. Los nuevos clientes elegibles a partir de julio de este año, a los que sí son de aplicación los nuevos precios, representan un elevado número en términos de suministros, pero son poco importantes en términos de consumo (tan sólo el 6% del consumo total del sistema).
3. Los cambios podrían provenir del comportamiento de los grandes consumidores a los que se les da la posibilidad de acogerse a la tarifa de acceso aplicable hasta ahora a las conexiones internacionales. Este grupo, muy reducido en cuanto a suministros, pero muy significativo en cuanto a consumo, está acogido en su gran mayoría a tarifas integrales con precios muy bajos.

Se estima que a pesar de las importantes rebajas que se ofrecen en la propuesta de R.D. a estos consumidores, tan sólo una tercera parte de los suministros con el 24% del consumo del grupo (el 4% del sistema) podrían

estar, en principio, interesados en participar en el mercado. No obstante, la participación real puede ser mucho menor puesto que las ganancias estimadas al comparar lo que pagan a tarifa integral con lo que pagarían a mercado son muy limitadas (los precios de mercado tomados como referencia han sido los de 1999; las ganancias podrían desaparecer por completo si se aplicaran los precios de mercado observados en lo que va de año).

4. Los pagos por garantía de potencia diseñados para los clientes acogidos a tarifas de acceso de uno, dos y tres períodos no van a suponer cambios importantes en términos de ingresos puesto que estos tipos de tarifas están destinados fundamentalmente a los suministros de baja tensión y, hoy por hoy, estos suministros, a excepción de los pocos con consumo superior a 1 GWh, no son elegibles.
5. Cabe esperar un incremento de ingresos que provengan del pago por garantía de potencia de clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos. Se puede estimar que este aumento no sobrepasaría los 2.000 MPTA, cantidad en la cual verían disminuido su pago por garantía de potencia los distribuidores.

En conclusión, no cabe esperar un efecto considerable este año derivado de los nuevos precios propuestos por pago de acceso y de garantía de potencia.

## IV.2 Valoración de la propuesta con respecto a la garantía de potencia

### A) Garantía de potencia: estimación de ingresos a más largo plazo

El cuadro siguiente presenta resultados para los dos escenarios ya comentados<sup>2</sup>: El primer escenario corresponde a la situación límite en que todos los clientes del sistema de baja y de alta tensión no tuvieran otra opción que acudir al mercado. En este escenario se calcula la facturación por garantía de potencia con los precios propuestos aplicables a todos los consumidores y los correspondientes precios medios que son el resultado de dividir la facturación por GP entre la energía, esto es, el consumo más las pérdidas. Los resultados se presentan agrupados por nivel de tensión.

---

<sup>2</sup> Las previsiones de demanda para los dos escenarios son las mismas que las consideradas para el año 2000. Se supone una demanda en barras de central para el sistema de 193.700 GWh, que dado un coeficiente de pérdidas medias del 9%, supone una demanda en consumo final de 177.700 GWh. Esta cifra representa un crecimiento del 5,5% con respecto al consumo de 1999. A su vez se han supuesto tasas de crecimiento diferenciadas para distintos niveles de tensión y grupos tarifarios a la vista de la evolución observada en estos últimos años.

**Todos los suministros deben acudir al Mercado**

	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. GP (MPTA)	PMedio GP(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	-	54,402	147,906	2.39
BT Resto	-	27,865	37,990	1.20
<b>TOTAL BT</b>	-	<b>82,267</b>	<b>185,896</b>	<b>1.98</b>
NT1	-	52,275	18,341	0.33
NT2	-	15,430	4,484	0.28
NT3	-	12,181	3,077	0.25
NT4	-	11,455	2,444	0.21
<b>TOTAL AT</b>	-	<b>91,341</b>	<b>28,346</b>	<b>0.30</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	-	<b>173,608</b>	<b>214,243</b>	<b>1.13</b>

**Toda la AT puede acudir al mercado a partir de 1/Enero/2000**

Sin Calendario	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. GP (MPTA)	PMedio GP(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	54,402			
BT Resto	27,865			
<b>TOTAL BT</b>	<b>82,267</b>	-	-	-
NT1	8,301	43,974	14,631	0.31
NT2	8,535	6,894	2,057	0.29
NT3	9,425	2,756	715	0.25
NT4	10,725	731	178	0.24
<b>TOTAL AT</b>	<b>36,986</b>	<b>54,355</b>	<b>17,581</b>	<b>0.31</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	<b>119,253</b>	<b>54,355</b>	<b>17,581</b>	<b>0.31</b>

(\*) El precio medio resulta de dividir la facturación entre la energía, esto es, entre el consumo más las pérdidas.

Se estima que la facturación por GP en este escenario futuro, que asciende a 214.243 MPTA, excede en cerca de 28.000 MPTA a la cantidad considerada por el MINER en la propuesta de tarifas de este año (186.068 MPTA = 1,15 PTA/kWh x 161.398 GWh de generación del régimen general).

Por tanto, desde una perspectiva de largo plazo, la propuesta de R.D. incorpora pagos excesivamente elevados en el supuesto de que las cantidades reconocidas a los generadores siguieran siendo del orden de las consideradas este año. Puesto que la aportación de la AT al pago de la GP es limitada, tan sólo el 15% del total, deberían ajustarse a la baja los precios propuestos para las tarifas de acceso de uno y de dos períodos.

El otro escenario es más realista y relevante a corto plazo. Incorpora las previsiones de demanda para el 2000 pero los resultados difieren de los previstos para este año debido al calendario de elegibilidad: se supone que tanto los suministros de AT mayores de 1 GWh como los menores de 1 GWh pueden disfrutar de su condición de cualificados todo el año. En este caso los clientes de BT (menores de 1GWh) permanecen a tarifa integral y los de AT tienen la opción de seguir acogidos a tarifa o salir al mercado. La comparación de la facturación en un caso y otro, bajo determinados supuestos, da lugar a los resultados que figuran en el cuadro. Se estima que cerca del 59% del consumo de AT (el 31% del sistema) podría estar interesado en acudir al mercado.

La facturación por garantía de potencia en AT, 17.581 MPTA, es muy reducida representando tan sólo el 9% del total a pagar a los generadores. El pago medio está en torno a 0,31 PTA/kWh oscilando ligeramente entre niveles de tensión.

Puesto que el importe a cobrar por los productores en concepto de garantía de potencia está fijado en 1,15 PTA/kWh, la subida propuesta aumentará ligeramente la facturación proveniente del colectivo de clientes cualificados, comercializadores

y agentes externos y, por tanto, reducirá el pago de los distribuidores que tiende a ser mayor a medida que aumenta la elegibilidad.

Puede estimarse el pago total por GP de los distribuidores que resultaría en este escenario, así como el pago medio que recaería sobre cada kWh (incluyendo pérdidas) comprado por esos agentes para suministrar a todos los clientes que permanecen a tarifa integral de AT y de BT. Como los clientes de AT que deciden no hacer uso de su condición de cualificados pagan a tarifa integral precios reducidos, es interesante calcular también el pago medio por GP para el caso límite en que se imputara el coste total de los distribuidores sólo sobre la energía de los clientes de BT. Los resultados figuran a continuación.

<b>Retribución por GP a generadores: 186.068 MPTA</b>		
<b>Sin Efecto Calendario</b>	Pagos de Clientes a tarifa de acceso	17.581 MPTA
	◆ Precio medio	0,31 PTA/kWh
	Resto a repercutir sobre Distribuidores	168.487 MPTA
	◆ Se repercute sobre toda la energía a tarifa integral	1,23 PTA/kWh
	◆ Se repercute sólo sobre la energía de baja tensión	1,80 PTA/kWh

El resultado del cálculo determina que el pago por GP que soportan implícitamente las tarifas integrales y, en el límite, lo que soportarían las de BT, 1,8 PTA/kWh, es elevado si se compara con la media de 0,3 PTA que paga cada kWh demandado en AT.

Se podría considerar el efecto que tendría modificar los pagos correspondientes a los consumidores de AT con consumo inferior a 1 GWh. El cuadro siguiente contiene la misma información que el anterior pero con un desglose distinto para la AT, esta vez por tamaño de los suministros en vez de por nivel de tensión.

**Todos los suministros deben acudir al Mercado**

	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. GP (MPTA)	PMedio GP(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	-	54,402	147,906	2.39
BT Resto	-	27,865	37,990	1.20
<b>TOTAL BT</b>	-	<b>82,267</b>	<b>185,896</b>	<b>1.98</b>
AT > 1 GWh	-	80,734	24,784	0.29
AT < 1 GWh	-	10,607	3,563	0.32
<b>TOTAL AT</b>	-	<b>91,341</b>	<b>28,346</b>	<b>0.30</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	-	<b>173,608</b>	<b>214,243</b>	<b>1.13</b>

**Toda la AT puede acudir al mercado a partir de  
1/Enero/2000**

Sin Calendario	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. GP (MPTA)	PMedio GP(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	54,402			
BT Resto	27,865			
<b>TOTAL BT</b>	<b>82,267</b>	-	-	-
AT > 1 GWh	36,041	44,693	14,246	0.30
AT < 1 GWh	945	9,662	3,335	0.33
<b>TOTAL AT</b>	<b>36,986</b>	<b>54,355</b>	<b>17,581</b>	<b>0.31</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	<b>119,253</b>	<b>54,355</b>	<b>17,581</b>	<b>0.31</b>

(\*) El precio medio resulta de dividir la facturación entre la energía, esto es, entre el consumo más las pérdidas.

El resultado de la estimación pone de manifiesto que el pago por GP del colectivo elegible en julio con los precios incorporados en la propuesta representa una cantidad muy pequeña. Habría que modificar sustancialmente al alza los precios de los pagos por GP de los clientes de AT y al mismo tiempo reducir la bolsa reconocida a los generadores para conseguir aligerar el pago de los distribuidores.

#### B) Garantía de potencia: valoración de los precios propuestos

De las estimaciones anteriores parecen derivarse dos conclusiones. Por una parte, con los aumentos de los pagos de las tarifas de seis periodos aplicables a la AT, no se puede esperar, con el calendario actual de elegibilidad, una reducción significativa de la carga que soportan los distribuidores. El desequilibrio entre el pago por GP del mercado libre y del regulado sigue siendo muy importante.

Por otra, si bien implícitamente los consumidores de BT están contribuyendo al pago por GP a través de las tarifas integrales con cantidades mucho mayores que las asignadas a los consumidores de AT que ejercen la elegibilidad, no parece indicado que se haga explícita, en estos momentos, esta diferencia de pago a través de los precios por GP propuestos, asociados a unas tarifas de acceso diseñadas fundamentalmente para los clientes de BT.

Si bien el establecimiento de estas señales de precios contribuye a la transparencia y a la estabilidad del sistema en anticipación de la posible ampliación de la elegibilidad a un colectivo más amplio de consumidores de BT, no parece apropiada su aprobación sin proceder previamente a la revisión en profundidad de los criterios que han de ser tenidos en cuenta en la determinación

de las necesidades de capacidad de generación a largo plazo del sistema y de su correspondiente retribución.

Una vez efectuada dicha revisión, que en el Protocolo de 1.996 se preveía para el año 2.001, y determinada la retribución para esta actividad en los próximos años será el momento de proceder a la asignación de ese coste entre los distintos consumidores. Esta asignación ha de realizarse con criterios de racionalidad económica que indican que, cuando se trata de costes no fácilmente atribuibles a la existencia de ningún consumo en particular, como puede ser el caso de la GP, es eficiente que soporten una mayor carga aquellos consumidores que son más inelásticos a variaciones del precio. Esta rigidez en la demanda es característica de los consumidores domésticos.

A pesar de lo anterior, de proseguir adelante la estructura de pagos por GP planteada en la propuesta de R.D., parece excesivamente elevado, como ha sido reiterado por diversos miembros del Consejo Consultivo, el precio de 2,5 PTA/kWh asociado a las tarifas de acceso de dos y de un periodo. Si de lo que se trata es de diseñar un sistema completo de pagos por GP que garanticen a los generadores el pago de 1,15 PTA por kWh producido en régimen general, caso de estar todos los consumidores en el mercado, un pago máximo de 2,0 PTA/kWh para las tarifas de acceso de un período y de dos resultaría suficiente.

### C) Garantía de potencia: comentarios específicos

- *Dificultad en el proceso de liquidación de la garantía de potencia por parte del operador de mercado*

El cambio en el procedimiento de imputación de pago de comercializadores, clientes cualificados y agentes externos, referenciándolo al tipo de tarifa de acceso al que está acogido el cliente, puede dificultar considerablemente el

proceso de liquidación del operador del mercado. Por ejemplo, un comercializador podrá tener que pagar por GP para una misma hora distintos precios bien porque los clientes para los que compre energía eléctrica estén acogidos a distintos tipos de tarifas de acceso, o bien porque, aún estando acogidos a la misma tarifa, estén localizados en distintas zonas geográficas en las que se apliquen distintos calendarios.

La mayor complejidad en el pago por GP que introduce la propuesta de R.D. ha sido también puesto de manifiesto por el Operador de Mercado en el Consejo Consultivo.

Si bien se entiende que el pago por garantía de potencia forma parte de la retribución de la producción, de seguir adelante la formulación de esta propuesta se podría considerar el cobro de este concepto junto con el de las tarifas de acceso por parte de los distribuidores, que a su vez lo remitirán al Operador del Mercado para la correspondiente liquidación.

### **IV.3 Valoración de la propuesta con respecto a las tarifas de acceso**

#### **A) Tarifas de acceso: estimación de ingresos**

El cuadro siguiente indica la facturación para dos escenarios. En el primer escenario se supone que todos los consumidores de BT y de AT tienen necesariamente que acudir al mercado. En el segundo se considera que sólo pueden optar por participar en el mercado los clientes de AT durante un año completo como será el caso a partir del año próximo. Hay que hacer notar que no todos ellos abandonan la tarifa integral. Los precios de la tarifa de acceso que se aplican son los incorporados en la propuesta de R.D., incluyendo la aplicación de la tarifa de acceso del escalón 6 a los grandes consumidores.

**Todos los suministros deben acudir al Mercado**

	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. Acceso (MPTA)	PMedio Acceso(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	-	54,402	528,830	9.72
BT Resto	-	27,865	248,584	8.92
<b>TOTAL BT</b>	-	<b>82,267</b>	<b>777,414</b>	<b>9.45</b>
NT1	-	52,275	151,381	2.90
NT2	-	15,430	21,669	1.40
NT3	-	12,181	7,614	0.63
NT4	-	11,455	3,760	0.33
<b>TOTAL AT</b>	-	<b>91,341</b>	<b>184,423</b>	<b>2.02</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	-	<b>173,608</b>	<b>961,838</b>	<b>5.54</b>

**Toda la AT puede acudir al mercado a partir de  
1/Enero/2000**

Sin Calendario	TARIFA	MERCADO		
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	Fact. Acceso (MPTA)	PMedio Acceso(*) (PTA/kWh)
BT Domésticos	54,402			
BT Resto	27,865			
<b>TOTAL BT</b>	<b>82,267</b>	-	-	-
NT1	8,301	43,974	120,792	2.75
NT2	8,535	6,894	12,021	1.74
NT3	9,425	2,756	1,953	0.71
NT4	10,725	731	444	0.61
<b>TOTAL AT</b>	<b>36,986</b>	<b>54,355</b>	<b>135,211</b>	<b>2.49</b>
<b>TOTAL SIFE</b>	<b>119,253</b>	<b>54,355</b>	<b>135,211</b>	<b>2.49</b>

(\*) El precio medio resulta de dividir la facturación entre el consumo

Se puede plantear si con las tarifas de acceso propuestas, que contemplan dos sistemas diferenciados aplicables a la BT y a las tarifas específicas de AT, por un lado, y a las tarifas generales de AT, por otro, se podrían recuperar todos los costes atribuibles al acceso, esto es, los costes de redes, permanentes y de diversificación.

El cuadro siguiente recoge la relación de costes especificada por el MINER en la propuesta tarifaria de este año denominada “Porcentajes sobre peajes” a la que se le ha añadido una partida correspondiente a la estimación del sobrecoste que puede suponer el Régimen Especial.

Se puede estimar que dicho coste para el año 2.000 asciende, según datos del MINER para establecer la tarifa eléctrica de este año, a 127.462 MPTA (= 28.325 GWh x (9,20 – 4,50 – 0,20 PTA) ), que habrían de añadirse a los 746.435 MPTA que supone el coste total a recuperar por tarifas de acceso (si no existieran tarifas integrales).

<b>COSTES</b>	<b>PEAJE 2000</b>
<i>Transport</i>	<b>91,536</b>
<i>Distribució</i>	<b>429,175</b>
<i>Comercializaci</i>	<b>20,330</b>
<i>Costes de diversificación y seguridad de</i>	<b>44,324</b>
<i>Costes</i>	<b>161,070</b>
<b>TOTAL</b>	<b>746,435</b>
<i>Sobrecoste Régimen Especial</i>	<b>127,462</b>
<b>COSTE</b>	<b>873,897</b>

(\*) Fuente: MINER

(\*\*) Estimación CNE

La facturación por acceso en el escenario en que todos los clientes se vieran obligados a salir al mercado asciende a 961.838 MPTA, superando en cerca de 90.000 MPTA la cuantía total de 873.897 MPTA a recuperar por tarifas de acceso. Podría decirse que las tarifas de acceso propuestas son sostenibles en términos globales a largo plazo si no fuera por el importante desequilibrio existente entre los precios pagados por los suministros de BT y los de la AT que varían desde las 9,7 PTA/kWh de los consumidores domésticos a las 0,3 PTA/kWh de los consumidores conectados a más de 145 kV, de los cuales un buen número de ellos puede acogerse a la tarifa de acceso del escalón 6.

En el caso en que sólo la AT tenga la opción de acudir al mercado y teniendo en cuenta que no todos los clientes elegibles decidirán hacerlo, se obtiene una facturación por tarifas de acceso de 135.211 MPTA que representa tan solo el 15% de los costes totales de redes, permanentes y de diversificación. De esa facturación aproximadamente un 25% proviene de los clientes de AT menores de 1 GWh en el caso de que tuvieran la condición de cualificados todo el año.

#### B) Tarifas de acceso: valoración de la propuesta de precios

Según establece la Exposición de motivos, con esta propuesta se trata de adaptar las tarifas al nuevo marco de liberalización del suministro que se producirá a partir del 1 de julio de 2000, teniendo en cuenta el coste de la producción del régimen especial. Por una parte hay que tener en cuenta que las tarifas de acceso vigentes se definieron a finales de 1.998 en un contexto en que la elegibilidad sólo se extendía a los suministros superiores a 1 GWh y, por tanto, pueden no ser adecuadas si se tiene en cuenta el adelanto de la elegibilidad para toda la AT a julio del 2.000 incorporado en el R.D.-Ley de abril de 1.999.

Por otra, la alusión al régimen especial puede referirse al hecho de que en la relación de costes que ha venido especificando el MINER para establecer los

porcentajes sobre peajes en las propuestas tarifarias de los dos últimos años no aparece un apartado específico en que se recoja el sobrecoste o la prima del régimen especial. En una situación límite en que sólo hubiera tarifas de acceso éstas deberían ser capaces de financiar este capítulo de costes. Por tanto, ha de ser tenido en cuenta en el diseño de las tarifas de acceso.

Como han puesto de manifiesto diversos miembros del Consejo Consultivo, es difícil hacer una valoración sobre la subida de precios del 10-12% contenida en la propuesta de R.D. al no disponer de una Memoria Económica que la justifique, haciendo explícitos los distintos supuestos y previsiones sobre los que se basan los cálculos y al no poder tomar como punto de referencia la metodología de asignación de costes sobre la que descansa. Las dificultades que entraña el no conocer dicha metodología han sido planteadas en anteriores informes de la Comisión.

A pesar de ello, se entiende que es necesario incorporar cuanto antes el sobrecoste del régimen especial a las tarifas de acceso. Ahora bien, parece más indicado incorporar un aumento de precios que no sea uniforme en todos los niveles de tensión. Esto resulta de considerar las tarifas integrales vigentes que, mientras existan, son una referencia obligada en cualquier valoración de las tarifas de acceso puesto que la estabilidad del sistema de precios depende de la coherencia de ambas estructuras tarifarias.

Las tarifas integrales incorporan implícitamente un determinado reparto de los costes entre los distintos grupos tarifarios. Si a los precios medios totales que pagan los consumidores a tarifa integral se les deduce el coste de la energía, valorada a los precios resultantes en el mercado mayorista, se obtiene la asignación de costes de red, permanentes y de diversificación que soportan implícitamente los distintos grupos tarifarios.

Agrupando los clientes por nivel de tensión y considerando un grupo aparte a los grandes consumidores que se acojan al escalón 6, si se compara esta carga implícita por acceso de las tarifas integrales con el precio medio resultante con las tarifas de acceso vigentes, se observa que en los niveles de tensión 3 y 4 la tarifa de acceso es superior a la contribución a estos costes a través de la tarifa integral. Por el contrario, en los otros dos niveles de tensión, y sobre todo en el nivel 1 (de 1 a 36,5 kV), se da el caso contrario. En consecuencia, para conseguir una mayor coherencia entre las dos estructuras tarifarias se debería repercutir la subida fundamentalmente en la media tensión, procediendo ya a unificar los dos escalones existentes. Una vez se lleve a cabo la revisión completa de toda la estructura de tarifas de acceso se podrían reconsiderar los niveles de precios de acceso vigentes para determinados colectivos de BT que tienen características similares a los de muchos suministros de MT.

#### B) Tarifas de acceso: comentarios específicos

- *Se mantienen los dos escalones de precios para la media tensión*

La propuesta de R.D. mantiene la diferencia de precios del 26% en la media tensión entre los conectados a niveles de 1-14kV y a niveles de 14-36 kV, que fue introducida en el R.D. 2820/1998.

De acuerdo con anteriores informes de la CNSE, diversos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la CNE han manifestado que esta diferenciación de dos niveles de precios para los suministros conectados en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV, nunca ha existido en España, ni existe actualmente en las tarifas integrales. Al no haber razones técnicas ni económicas que la justifiquen, dicha diferenciación supone una discriminación entre clientes que, por su ubicación geográfica y el desarrollo histórico de la media tensión, no

tienen capacidad de elegir tensión. Esto conduce a que clientes iguales tengan precios distintos. En consecuencia, se propone igualar el precio de las tarifas de acceso de alta tensión en los escalones 1 y 2 de tal forma que el ingreso medio no se vea afectado.

- *No se considera una simplificación de la estructura de las tarifas de acceso generales en alta tensión*

La propuesta de R.D. mantiene la estructura de tarifas de acceso establecida por el R.D. 2820/1998. Por tanto, salvo para los suministros de tracción y distribución que tienen tarifas de AT específicas, el resto de los suministros de AT sólo pueden acogerse a una tarifa de seis períodos cuyos precios varían por nivel de tensión. No se plantea una tarifa más sencilla, con menos períodos horarios, al menos para la MT, lo cual, según la opinión de un miembro del Consejo Consultivo, podría favorecer el acceso de clientes al mercado.

- *Deficiencias en el sistema de penalización de reactiva en tarifas de acceso en alta tensión*

La necesidad de la existencia de un pago por energía reactiva para los clientes de alta tensión ha sido puesta de manifiesto reiteradamente por el Operador del Sistema y por la Comisión en anteriores informes. La propuesta de R.D. introduce un término de energía reactiva que en las tarifas generales de AT vigentes no existía. Incorpora un mecanismo de penalización que, como se ha indicado anteriormente, es similar al empleado hasta ahora para la tarifa integral THP. A este respecto, hay que hacer las siguientes observaciones.

En primer lugar, el precio establecido es el mismo que el que se viene cobrando en la THP integral por los excesos. No obstante, en la redacción de la propuesta

de R.D. sólo se dice que “El precio de kVA<sub>rh</sub> será de 6,15 PTA/kVA<sub>rh</sub>”. Se entiende que se trata de una imprecisión en la redacción y que debe referirse a que aplica a los excesos computados y no a todo el consumo de reactiva. Por tanto, se propone la siguiente redacción en el segundo párrafo del punto 1 del Anexo I. La expresión:

*“El precio del kVA<sub>rh</sub> será de 6,15 PTA/kVA<sub>rh</sub>”, se reemplazaría por:*

*“Los excesos computados se facturarán a razón de 6,15 PTA/kVA<sub>rh</sub>”.*

En segundo lugar, según la propuesta de R.D. esta penalización se aplica en *todos* los períodos tarifarios y con el mismo precio unitario. Como ha sido puesto de manifiesto por diversos miembros del Consejo Consultivo, el generalizar el pago por reactiva a los periodos de valle no es en principio justificable desde un punto de vista técnico puesto que en estos periodos incluso es beneficioso para el sistema dicho consumo.

A este respecto es digna de consideración la propuesta del Operador del Sistema en el sentido de que este tipo de penalizaciones se establezcan tratando de forma diferenciada las horas consideradas de punta, llano y valle. Sin embargo, puede resultar problemático la consideración de un calendario distinto del que hasta ahora incorporan las tarifas de acceso generales.

En tercer lugar, la referencia que se hace en el apartado 2 en cuanto a la corrección del factor de potencia, a tres o más mediciones en las que la energía reactiva sea superior en 1,5 veces a la activa es imprecisa, puesto que no se especifica a qué periodo - de facturación o tarifario - se refiere. Por tanto se propone la siguiente redacción en el punto 2 del Anexo I:

*“Cuando un consumidor tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones durante el periodo de facturación, la empresa distribuidora a la que está conectado...”*

En cuarto lugar, como ha señalado un miembro del Consejo Consultivo, es necesaria una adecuación entre el contenido de la propuesta de R.D. y los criterios establecidos en el PO-7.4. De otra forma se podría imponer una doble penalización por reactiva sobre los consumidores cualificados no acogidos a tarifa conectados directamente, o a través de una línea específica, a nudos de la red de transporte. Se propone que para estos consumidores, las penalizaciones establecidas en el apartado 2.2. del Anexo 5 del PO-7.4., se consideren aplicables únicamente sobre los incumplimientos de la banda de recursos adicionales asignada, sin incluir, en ningún caso, los posibles incumplimientos sobre la banda de capacidad obligatoria. Estos incumplimientos se gestionarían, al igual que en el caso de los consumidores cualificados conectados a las redes de distribución, a través de las penalizaciones establecidas en la propuesta de R.D.

Por último, en opinión de un miembro del Consejo Consultivo, debería incorporarse un periodo transitorio de 6 meses hasta la aplicación de los precios por el consumo de energía reactiva en las tarifas de acceso generales de alta tensión contemplado en la propuesta de R.D.

- *Simplificación de la facturación de los excesos de potencia para los clientes de tipo 3*

La propuesta de R.D. no considera la posibilidad de ofrecer una fórmula simplificada para facturar los excesos de potencia para aquellos que se acojan a las tarifas generales de seis periodos. Esto significa que son precisos equipos de medida que almacenen todos y cada uno de los excesos de potencia registrados en periodos de integración cuarto-horaria. Los equipos de medida con estas

características tienen un coste relativamente elevado sobre todo si se compara con la facturación eléctrica media de los clientes elegibles en julio de este año lo cual puede dificultar su acceso al mercado.

Para salvar esta dificultad se podría considerar, como opinan algunos miembros del Consejo Consultivo, que se aplicara una disposición transitoria similar a la D.T. primera del R.D. 2820/1998 por la cual se podían computar los excesos de potencia con los datos suministrados por los equipos de medida de la energía adquirida en el mercado de producción por un período de seis meses. De esta forma se ganaría tiempo y se posibilitaría que en diciembre se plantease en un nuevo R.D. que incorporara no sólo cambios de nivel de tarifas de acceso sino también de estructura, un modo simplificado de facturar los excesos de potencia.

Otra posibilidad más coherente con lo previsto para los futuros equipos de medida de los consumidores de tipo 3 (inferiores a 750 MWh)/año) en la propuesta de modificación del R.D. de puntos de medida y que no obligaría a los distribuidores a realizar cálculos innecesarios en los próximos meses, se basa en que sólo sea preciso disponer de un valor de potencia máxima demandada para cada periodo. Con esta información se podría aproximar el cálculo del exceso de potencia mediante un estimador definido convenientemente. A continuación se propone una forma de hacerlo, que habría que ser incluida como un apartado del Anexo I.

“Facturación de los excesos de potencia para los clientes de tipo 3 acogidos a tarifas de acceso generales de AT

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá a la facturación de los excesos registrados en cada período de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=6} t_{pi} \cdot [X_i \cdot (P_{di} - P_{ci}) + Y_i \cdot (P_{di} - 1,05P_{ci})]$$

*Donde:*

*$t_{pi}$  = precio anual del término de potencia del período tarifario  $i$ .*

*$P_{di}$  = potencia máxima demandada registrada en el período  $i$  en períodos de integración cuarto-horaria.*

*$P_{ci}$  = potencia contratada en el período  $i$ .*

*Estas potencias se expresarán en kW. Los excesos de potencia se facturarán mensualmente.*

*$X_i$ ,  $Y_i$  son coeficientes que se determinan del modo siguiente:*

- Si la potencia máxima demandada en el período  $i$  fuera inferior o igual a la contratada en dicho período, los valores de  $X_i$  y de  $Y_i$  serán iguales a 0.*
  - Si la potencia máxima demandada en el período  $i$ , fuera superior a la potencia contratada pero inferior o igual al 105 por 100 de la potencia contratada, los valores de  $X_i$  y de  $Y_i$  serán respectivamente, 1 y 0.*
  - Si la potencia máxima demandada en el período  $i$ , fuera superior al 105 por 100 de la potencia contratada, los valores de  $X_i$  y de  $Y_i$  serán respectivamente, 1 y 2.*
  - No se tendrá en cuenta la punta máxima registrada durante las veinticuatro horas siguientes a un corte o a una irregularidad importante en la tensión o frecuencia del suministro. Para ello, será condición necesaria su debida justificación, preferentemente mediante aparato registrador”.*
- 
- Medidas a distintas tensiones*

En relación a este tema debería hacerse constar en la propuesta de R.D. unas estipulaciones similares a las hasta ahora aplicables para los suministros acogidos a tarifas integrales, recogidas en el Anexo I de la O.M. de 12 de enero

de 1995. Más concretamente, debería incluirse en el Anexo I el siguiente apartado:

*“En los suministros en alta tensión la medida se realizará en alta tensión con las excepciones siguientes:*

*A los clientes de cualquier tarifa de alta tensión que lo soliciten, y que dispongan de un transformador de potencia no superior a 50 kVA o de potencia superior a 50 kVA en instalación intemperie sobre poste, si la tensión máxima de servicio, en este caso, es inferior a 36 kV, se les realizará la medida en baja tensión y la facturación en alta tensión. En tales supuestos, la energía medida por el contador conectado en el lado de baja tensión del transformador se incrementará en 6 kWh mensuales por kVA de potencia del mismo y la energía medida se recargará además en un 4 por 100. Asimismo, si la potencia se determina en el lado de baja tensión del transformador, para su facturación por una tarifa de alta tensión, se incrementará en un 4 por 100.*

En los demás casos, en que excepcionalmente se mida la tensión inferior a la de suministro y facturación, se facturará con incrementos de potencia y energía adecuados a las pérdidas previsibles. En caso de discrepancia resolverá el Organismo competente”.

- *Otras alegaciones*

Algunos miembros del Consejo Consultivo, en concreto el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, han manifestado la necesidad de que se revise su retribución aportando recomendaciones concretas acerca de cómo se debe proceder a este respecto. La Comisión estima que dichas consideraciones deben ser tenidas en cuenta cuando se proceda a una revisión completa de los diversos capítulos de costes y se haga explícita la metodología de cálculo tarifario.

#### IV.4 Grandes consumidores: valoración de la propuesta

##### A) Grandes consumidores: valoración de los precios propuestos

El cuadro siguiente describe los suministros que se estima serán de este tipo en el año 1999.

##### **Suministros cuyo consumo en periodo 6 es superior a 50 GWh anuales**

	Nº suministros 1998	Consumo Total 1999 (GWh)	% de Consumo sobre total Alta Tensión(99)
NT 1	16	1.726	2%
2	33	7.063	8%
3	35	9.606	11%
4	26	10.585	12%
	<b>110</b>	<b>28.980</b>	<b>33%</b>

Fuente: BD segmentada de empresas eléctricas.  
Análisis de datos: CNE

Se estima que la posibilidad de acceder a la tarifa de acceso general del escalón 6 y beneficiarse de las importantes reducciones de precios que eso conlleva, puede afectar a aproximadamente 110 suministros (100 en las estimaciones del MINER), con consumo anual total cercano a los 30.000 GWh sobre todo conectados a niveles de tensión comprendidos entre los 36 y los 220 kV. El consumo de estos grandes consumidores supone cerca del 33% del consumo estimado de AT y del 17% del total del sistema.

Un buen número de suministros están conectados a niveles de tensión relativamente bajos. Probablemente ésta sea la razón por la que se imponga en la propuesta de R.D. como requisito el compromiso que deben adquirir los clientes cualificados de conectarse a tensiones más elevadas, si el sistema lo requiere y la empresa lo hace físicamente posible. Esta exigencia parece adecuada desde un punto de vista teórico en el sentido de que es beneficioso para la planificación y la gestión del sistema eléctrico que los consumos elevados se conecten a niveles altos de tensión.

Ahora bien, en la medida en que este cambio de tensión no se produzca de hecho, prevalecerá una situación en la que clientes que usen redes de distribución de distinto nivel de tensión y, por tanto, que impongan distintos costes al sistema, estén pagando exactamente el mismo precio. Si el nivel de tensión es un factor que sirve para asignar costes entre la gran mayoría de los consumidores eléctricos, puede ser cuestionable que no cumpla ese papel cuando se trata de grandes consumidores.

La estructura de tarifas de acceso generales de alta tensión vigente que se introdujo como novedad en el R.D. 2820/1.998, incorpora criterios de asignación de costes en función de los niveles de tensión y del tipo de hora en que se produce el consumo. La propuesta sometida a informe introduce cambios en dichos criterios al introducir consideraciones de tamaño y eliminar, al mismo tiempo, para determinados clientes el nivel de tensión como variable diferenciadora.

De nuevo, hay que insistir en que es preciso plantear las propuestas tarifarias en el contexto de una metodología en el que se hagan explícitos los criterios de asignación de coste empleados y su justificación.

El permitir que los grandes clientes tengan la opción de acogerse a unas tarifas de acceso con precios muy reducidos parece razonable si se tienen en cuenta varios factores. Por una parte, estos grandes clientes al tener un consumo elevado en horas valle proporcionan cierto ahorro al sistema.

Por otra, si bien es cierto que todos los consumidores eléctricos han de contribuir a sufragar los distintos costes del sistema, no existe una única forma de llevar a cabo esa asignación. Criterios de eficiencia económica indican que en la presencia de costes no directamente atribuibles al consumo eléctrico, la asignación debe hacerse de forma inversamente proporcional a la elasticidad precio de la demanda. En general esta elasticidad es mayor a medida que aumenta el tamaño del suministro.

Por último, la estructura de tarifas de acceso ha de ser valorada en relación con la estructura de tarifas integrales, debiendo estas dos estructuras de precios ser lo más consistentes posible. Los precios medios que pagan a tarifa integral estos grandes consumidores actualmente son reducidos. En la medida en que en el sistema español, hoy por hoy, todos los consumidores eléctricos tienen la posibilidad de optar por permanecer a tarifa, si se desea incentivar a estos consumidores para que participen en el mercado su pago por acceso ha de ser también reducido. En este sentido, la opción contemplada en la propuesta de R.D. parece indicada para promover el desarrollo del mercado libre facilitando el acceso de este colectivo, cuyo consumo, como ya se ha indicado, representa un porcentaje considerable del total nacional.

#### B) Grandes consumidores: comentarios específicos

- *Ambigüedad en la denominación de las tarifas de acceso generales del escalón 6 como tarifas de conexiones internacionales*

Puesto que según la propuesta de R.D. podrá ser de aplicación la tarifa de acceso general del escalón 6 tanto a las conexiones internacionales como a los grandes consumidores que satisfagan los requisitos detallados en el Anexo III, para evitar confusión es conveniente que se elimine de los dos cuadros del Anexo I que contienen los términos de potencia y de energía de las tarifas generales de alta tensión la expresión “Conexiones internacionales”.

También se presta a confusión el párrafo contenido en el Anexo I de la propuesta de R.D. en el que se establece que los descuentos en el término de potencia aplicables en cada periodo tarifario en función de la potencia contratada y de la utilización de la misma, no serán de aplicación en la “tarifa de conexiones internacionales”.

En la medida en que a partir de ahora la tarifa del escalón 6 será de aplicación a dos tipos de suministros distintos, las exportaciones y los grandes consumidores, será preciso aclarar si se excluye de la aplicación de dichos descuentos sólo a los suministros de conexiones internacionales o a todos los acogidos a la tarifa del escalón 6.

- *Exclusión del pago por acceso de las conexiones internacionales de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*

El R.D. 2820/1998 en su artículo 2 indica que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13.6 de la Ley 54/1997, la tarifa a aplicar a los sujetos por la utilización de las conexiones internacionales sólo incluye los costes permanentes del sistema que proporcionalmente le corresponden. Por tanto, las tarifas de acceso del escalón 6 aplicables hasta ahora a las conexiones internacionales no debían incorporar los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Si se permite la opción a esta categoría tarifaria a los grandes consumidores se debería contemplar que, en el caso de las conexiones internacionales (exportaciones) se descuenta, al aplicarles los precios de las tarifas de acceso generales del escalón 6, la cuota correspondiente a los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (5,9%).

- *Aclaración con respecto a la aplicabilidad de las tarifas de acceso generales del escalón 6*

Con el fin de evitar diferentes interpretaciones sobre la posibilidad de que un cliente cualificado opte a la aplicación de la tarifa de acceso general del escalón 6, es recomendable dejar explícito en el apartado 2 del punto 1 del Anexo III que el requisito de consumo anual en el periodo tarifario 6 igual o superior a 50 GWh ha de ser satisfecho por el punto de suministro.

Por otra parte, según la opinión de un miembro del Consejo Consultivo, para evitar interpretaciones que pudieran conducir a que se aplicase dicha tarifa a suministros para los cuales no es deseable, tales como las compras de energía de los distribuidores que al tener clientes a tarifa no deberían ser interrumpibles o sometidos a los condicionantes requeridos en el Anexo III, se propone las siguientes modificaciones:

En el tercer párrafo de la exposición de motivos, en el artículo 3 y en el Anexo III, se debería reemplazar la expresión

*“aquellos consumidores cualificados”, por la expresión*

*“aquellos clientes finales que tengan la condición de consumidores cualificados”.*

- *Discrepancias entre los requisitos para acogerse a las tarifas de acceso generales del escalón 6 y los procedimientos de operación del sistema*

Según la propuesta de R.D., uno de los requisitos para poder acceder a esta opción tarifaria es el de gestionar los equipos de corrección de reactiva a solicitud de REE. Este requisito entra en conflicto con el P.O. 7.4 en que se establece que, salvo para los suministros conectados a más de 145 kV, dicha tarea está a cargo de los gestores de las redes de distribución. Por tanto, se entiende, como también han manifestado diversos miembros del Consejo Consultivo, que en el apartado 1.4 del Anexo III, donde dice “a solicitud de Red Eléctrica de España, S.A.” debe decir “a solicitud del gestor de la Red a que esté conectado”.

Respecto al requisito de disponer de un relé de frecuencia de desconexión automática para el caso de fallo del sistema, en donde las condiciones serán acordadas por REE, no parece apropiado que sea REE la que establezca las condiciones para todo tipo de redes. Se considera que este requisito es razonable, puesto que permite una mayor flexibilidad en la gestión de las redes, pero la forma de hacerlo ha de establecerse a través del gestor de la red correspondiente y a través de unos procedimientos reglados de operación y no dejarlo al libre acuerdo entre las partes.

- *Ampliación de los mecanismos de ofertas retribuidas en el mercado organizado de producción de servicios complementarios a otros consumidores cualificados*

La propuesta de R.D. establece en el apartado 4 del Anexo III que la DGE podrá fijar mecanismos de ofertas retribuidas en el mercado organizado de producción de servicios complementarios y gestión de la demanda para los grandes consumidores que se acojan a la tarifa de acceso de alta tensión del escalón 6. Esto significa, por ejemplo, que puede dárseles la oportunidad de que ofrezcan

ser interrumpidos a cambio de un precio, pasando a tener la demanda un papel activo en estos mercados en donde hasta ahora no tenía ninguna participación.

Se considera que esta formulación es un primer paso en la dirección adecuada puesto que permite sustituir el descuento de interrumpibilidad hasta ahora empleado en las tarifas integrales por un sistema en que esta posibilidad ofrezca un servicio real al sistema cuyo valor se determine por el propio mercado. Ahora bien, se debería dejar abierta la posibilidad a que en el futuro otros consumidores cualificados puedan participar en este mercado y no únicamente los que puedan acogerse a la tarifa de acceso de alta tensión del escalón 6. En este sentido debería sustituirse la redacción del apartado 4 del Anexo III por la siguiente:

*“La Dirección General de la Energía podrá establecer para los consumidores cualificados que cumplan los requisitos impuestos (...) del presente anexo, y para todos aquellos otros consumidores cualificados que considere conveniente, mecanismos de ofertas retribuidas en el mercado organizado de producción de servicios complementarios y gestión de demanda.”*

## V. ASPECTOS RELATIVOS A LA REDACCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

- *En el nombre del R.D. se debería especificar que se trata de tarifas de acceso eléctricas. Por tanto se propone introducir en la redacción: R.D.X/2000, de X de X, por el que se actualizan los precios de las tarifas de acceso a las redes eléctricas.*
- *El cuarto párrafo de la Exposición de Motivos de la propuesta de R.D. debería decir:*

*“La Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que a su vez se modifica la de 29 de diciembre, en el que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece en su punto quinto los criterios y procedimientos de pago de la garantía de potencia, efectuando una imputación de este concepto en el que se diferencia entre la energía adquirida por los distribuidores y el resto de adquirentes de energía en el mercado de producción”.*

- *El párrafo quinto de la Exposición de Motivos de la propuesta de R.D. debería decir:*

*“La evolución del funcionamiento del mercado desde el 1 de enero de 1998 y la progresiva liberalización del suministro teniendo en cuenta la apertura propuesta para el próximo 1 de julio del 2000, hace necesario...”*

- *El párrafo sexto de la Exposición de Motivos de la propuesta de R.D. debería decir:*

*“Por ello se hace necesario la modificación del punto quinto, apartado 1 de la Orden de 17 de diciembre de 1998 con la finalidad de lograr la adecuación al grado de liberalización del suministro del mecanismo de asignación de la garantía de potencia a los consumidores cualificados, comercializadores y agentes externos, con respecto a los distribuidores a través de los consumidores a tarifa.*

- *El Artículo 3, donde dice “... en el anexo II del presente Real Decreto.” debe decir “... en el anexo III del presente Real Decreto”.*
- *Disposición final primera, donde dice “... se establecen en el anexo II del presente Real Decreto.” debe decir “... que se establece en el anexo III del presente Real Decreto.”*
- *El ANEXO I, en el punto 2 apartado 3, corrección de efectos capacitivos, al final del párrafo dice “... del derecho al acceso a las redes del distribuidor.”. Por coherencia debería decir “... del derecho al acceso a las redes del distribuidor o del transportista.”*
- *En el ANEXO II, en la fórmula es necesario sustituir el número 6 del superíndice del sumatorio por n. La expresión quedaría de la siguiente forma:*

$$PGP(c, m) = \sum_{i=1}^n X_i * D_{bc}(c, m)_i$$

Siendo n = número de períodos

- *En el ANEXO III, el punto 2 apartado 2 donde dice "... sobre gestión los equipos ...", debe decir "... sobre gestión de los equipos"*
- *En el ANEXO III, el punto 2 apartado 5 donde dice "... la empresa distribuidora comunicar a ...", debe decir "... la empresa distribuidora comunique..."*