

31 de octubre de 2008

Contribución a la consulta sobre armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes

NERA

Economic Consulting

Equipo de Trabajo

Oscar Arnedillo

NERA Economic Consulting
Paseo de la Castellana, 13, 1º
28046 Madrid, España
Tel: +34 91 212 6400
Fax: +34 91 521 7876
www.nera.com

Índice

Resumen Ejecutivo	1
1. Aprobación de las Tarifas de Acceso	9
2. Consideraciones sobre los Costes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución	12
3. Costes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución	14
4. Tarifas en Vigor de Acceso a Redes en España y Portugal	15
5. Tarifas que Reflejan Costes	22
6. Tarifas de Venta a Clientes Finales del Comercializador de Último Recurso	34
7. Transparencia	44
8. Otros Aspectos	44
Apéndice A: Resumen de la metodología propuesta	47

Resumen Ejecutivo

El presente documento ha sido elaborado como contribución al documento de consulta emitido conjuntamente por la CNE y ERSE, enmarcándose dentro del plan de compatibilización regulatoria en el ámbito del MIBEL y orientado a la armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes.

Una vez más, corresponde felicitar a los reguladores por este esfuerzo de incrementar la transparencia de la regulación, al exponer sus razonamientos, y por su disposición a considerar la opinión de agentes externos a los propios organismos reguladores.

Aprovechamos también para sugerir que, de cara a futuras consultas, hubiera resultado útil conocer la reacción del regulador a la consulta de hace seis meses sobre la misma cuestión.¹ De este modo se podrían evitar repeticiones innecesarias y saber qué comentarios aclaratorios permitirían avanzar en la discusión y cuales ya han sido descartados por el regulador (y por qué motivos). En efecto, tal como se expone en el actual documento de consulta:²

Las opiniones discordantes en relación con las reglas que se proponen también hacen posible que la entidad reguladora contra argumente y se esfuerce por explicar, aún mejor, la bondad de las reglas que propone para el cálculo de las tarifas. Este ejercicio de profundización de las justificaciones en respuesta a los comentarios de los agentes permite solidificar lo racional por detrás de las reglas y crear una base reglamentaria más coherente.

Confiamos en que el regulador tenga la oportunidad, en esta ocasión, de aportar tales contra-argumentos y justificaciones y les dé la misma difusión que al documento de consulta. De hecho, aprovechamos esta oportunidad para alentar a los reguladores a que, además de elaborar un documento de resumen, contra-argumento y justificación de las decisiones tomadas, **realice una presentación informativa** en la cual los participantes puedan exponer públicamente sus posturas y se puedan solicitar aclaraciones adicionales a los reguladores. Tal proceder incrementará la transparencia del proceso regulatorio, reduciendo la percepción de riesgo regulatorio, **en beneficio de los consumidores.**

El resto del resumen ejecutivo resalta los principales comentarios y reflexiones derivados de las preguntas planteadas en el documento de consulta.

Sobre la remuneración de las actividades reguladas

La posición de los reguladores en esta cuestión parece contradictoria. Por una parte se afirma que *“se considera que la retribución de las actividades reguladas debe garantizar la recuperación de los costes incurridos, incentivando la reducción de pérdidas y el mantenimiento de niveles de calidad de servicio adecuados. Del mismo modo, se considera*

¹ “Consulta pública de la Comisión Nacional de Energía sobre la metodología para el establecimiento de tarifas de acceso a las redes y el establecimiento de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico”, 20 febrero 2008.

² CNE/ERSE, “Plan de compatibilización regulatoria en el ámbito del MIBEL - Armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes”, septiembre 2008, pág. 7.

que se debe asegurar una rentabilidad adecuada de las inversiones realizadas en ambos países.” Por otra parte, en ambos países se infringen estos criterios.

- § En España, la actual remuneración de la distribución no tiene en cuenta los costes incurridos y nuevo esquema de remuneración de la distribución solamente tendrá en cuenta los costes auditados de las empresas solamente a partir de 2013. De hecho, incluso a partir de esa fecha no está claro que la remuneración que se fije *“garantice la recuperación de los costes incurridos”*. Por ejemplo, en la discusión de los costes de operación y mantenimiento el RD 222/2008 afirma que los costes unitarios medios de operación y mantenimiento que se deriven de los importes auditados vendrán afectados por *“un factor que introduzca competencia referencial”*.
- § En Portugal, por el contrario, el modelo de remuneración de la distribución está definido en detalle, y se contrasta con el nivel de costes de las empresas en las revisiones tarifarias. Sin embargo, tampoco se *“garantiza la recuperación de los costes incurridos”*. De hecho, en el propio documento de consulta se afirma que *“ERSE se encuentra también en proceso de revisión de la forma de cálculo de base de los activos a remunerar, mediante los costes estimados o costes de referencia”*. Obviamente, el uso de *“costes estimados o costes de referencia”* es fundamentalmente incompatible con el objetivo de *“garantizar la recuperación de los costes incurridos”*

Además, en ambos países existe la duda de si se permitirá a las empresas recuperar costes tales como los asociados con capital circulante o deudas de consumidores a tarifa regulada (a pesar de que el regulador no permite a la empresa regulada decidir si suministrar o no a los consumidores que considera conllevan un riesgo elevado de impago).

El principal problema que plantea establecer la retribución en base a ejercicios de benchmarking es que si el regulador solamente permite a la empresa recuperar los costes que tendría una empresa en la frontera de eficiencia, también debería fijarle una tasa de remuneración igual a la que tendría una empresa que en cualquier otro mercado se situara en esa misma frontera de eficiencia, y no una tasa basada en el coste medio de capital que, por definición, se corresponde con el coste medio de financiación y no con la tasa de rendimiento que ofrecería la empresa más eficiente (en la frontera de eficiencia). Por lo tanto, la empresa no solamente no tiene *“garantía de recuperación de los costes incurridos”* sino ni siquiera puede tener perspectivas razonables de recuperar tales costes, ya que se le ofrece una rentabilidad *“normal”* pero se le exige unos costes *“en la frontera de eficiencia”*.

La práctica de desautorizar costes parece tener su origen en una comprensión incorrecta de cómo funciona la regulación por incentivos. En efecto, parece basarse en la idea de que las empresas solamente reducen sus costes si el regulador reduce su retribución. Esto no es así o, mejor dicho, no es así en todos los supuestos. Cabe distinguir dos supuestos alternativos:

- § Las empresas que realizan actividades reguladas no buscan maximizar sus beneficios. En este caso, cuanto mayor sea la retribución que determine el regulador, mayor será el gasto de la empresa y menor la eficiencia.

§ Las empresas que realizan actividades reguladas buscan maximizar sus beneficios. En este caso, las empresas buscan minimizar sus costes para maximizar sus beneficios, *con independencia del nivel retributivo que determine el regulador*.³

Tanto en España como en Portugal estas empresas son empresas privadas de las que a priori cabría esperar un comportamiento de maximización de beneficios. Por lo tanto, a menos que el regulador disponga de evidencia que sugiera que estas empresas no buscan maximizar sus beneficios (algo harto improbable), entonces los reguladores no deben desautorizar ningún coste ni deben introducir ningún “*factor que introduzca competencia referencial*”.

En la regulación por incentivos (al contrario de lo que ocurre en una regulación cost-plus), el incentivo a la eficiencia no proviene de la amenaza de que el regulador desautorice costes o fije una remuneración inferior a los costes incurridos, sino del mero y simple hecho de que durante el periodo regulatorio la empresa puede retener como mayores beneficios las reducciones de costes que obtenga.

Esto no quiere decir que el regulador no deba desarrollar una tarea fiscalizadora, en el sentido de comprobar la razonabilidad de los costes de las empresas, pero sí que debe hacerlo bajo el a priori de que los costes son eficientes. Así, si tras un ejercicio de benchmarking el regulador detecta unos costes aparentemente anormalmente altos, no debe concluir, sin más, que la empresa es ineficiente, sino que debe considerar la posibilidad de que el ejercicio de benchmarking no haya considerado factores relevantes. En tal caso, el regulador debe dirigirse a la empresa para buscar explicaciones. Si tales explicaciones no resultan razonables, el regulador puede desautorizar los costes, *siempre y cuando él sea capaz de indicarle a la empresa cómo reducir sus costes* (si el regulador no sabe cómo hacerlo es que posiblemente no sea posible). Evidentemente, si tras forzar a la empresa a, por ejemplo, reducir personal se produce un problema en el suministro atribuible a la falta de personal, el regulador no podrá penalizar a la empresa por ello.

Las desautorizaciones de costes reducen la rentabilidad de la empresa por debajo de la tasa de retorno que haya establecido el regulador, de forma incompatible con el objetivo de “*asegurar una rentabilidad adecuada de las inversiones realizadas*”. Por ello, **cualquier desautorización de costes a una empresa debe ir acompañada de un incremento de igual monto repartido entre el resto de empresas reguladas**. De este modo se asegura la coherencia de la tasa de retorno y el coste de capital, sin impedir al regulador desautorizar costes que se hayan evidenciado como imprudentes y sin dar la impresión de que el regulador desautoriza costes simplemente con el fin de reducir las tarifas, a costa de la seguridad de suministro a medio y largo plazo.

Sobre la homogeneización de las tarifas pero no de los esquemas retributivos

En el documento de consulta se afirma que “*a pesar de que la mayoría de los costes incurridos es similar en ambos países, las particularidades hacen difícil la armonización en los sistemas remunerativos de ambos países*”. Sin embargo, no se identifica ninguna de las

³ Esto no quiere decir que el regulador puede fijar cualquier nivel de remuneración, sino simplemente que los incentivos son independientes del nivel de remuneración. La restricción sobre el nivel de remuneración proviene de la necesidad de que la empresa sea viable y pueda atraer los capitales que necesita para desarrollar su actividad con el nivel de seguridad y calidad que desean los consumidores.

supuestas “particularidades”, por lo que la afirmación no está justificada y no está claro que realmente sea difícil la armonización de los sistemas retributivos.

Por otra parte, el documento de consulta afirma que *“aunque los sistemas remuneratorios puedan ser diferentes, la retribución de las actividades reguladas [...] deben ser similares en ambos países”*. Si los sistemas remuneratorios no se pueden homogeneizar por las supuestas “particularidades” entre los dos países, parecería lógico que esas mismas particularidades resultaran en diferentes retribuciones en los dos países. A falta de una explicación o discusión de las “particularidades”, la posición de los reguladores parece incongruente.

Del mismo modo, cualquier “particularidad” que impida la armonización de los sistemas retributivos debería lógicamente impedir también la armonización de las metodologías para el establecimiento de las tarifas de acceso. También en este sentido la posición de los reguladores parece incongruente.

De hecho, existe al menos una consideración que hace inviable la aplicación de una misma metodología para el establecimiento de las tarifas de acceso en España y Portugal (aunque no impide la armonización de los sistemas retributivos), si dicha metodología se basa, como lo pretenden los reguladores, en una interpretación extrema del concepto de aditividad. En efecto, imponer que las tarifas de acceso deben construirse sobre la base de la suma de tarifas por actividad **es incongruente con la configuración del sistema eléctrico en España, ya que en España, al contrario que en Portugal, la energía no fluye de forma secuencial por todos los niveles de tensión superiores para llegar al consumidor.**⁴

Por lo tanto, no solamente la posición de los reguladores en esta cuestión parece incoherente, sino que las prioridades (homogeneizar las tarifas pero dejar sin homogeneizar las fórmulas retributivas) parecen encontrarse en el orden equivocado.

Con este razonamiento no se pretende argumentar en contra de la homogeneización de las metodologías de diseño de tarifas, sino resaltar que (a) dicha homogeneización no puede realizarse sobre la base de un modelo de “tarifas por actividad” y (b) no existen motivos para no homogeneizar los sistemas remunerativos, y que la homogeneización de los sistemas remunerativos es mucho más importante que la de las metodologías de diseño de tarifas.

Sobre la aditividad

Como ya se ha adelantado, la propuesta metodológica de ERSE y la CNE para la determinación de las tarifas de acceso se basa en una interpretación extrema de la aditividad. En efecto, los reguladores no interpretan que la aditividad se satisface simplemente asegurando que las tarifas de acceso se construyan sumando los costes marginales que ocasionan los consumidores en cada nivel de tensión. Los reguladores plantean aplicar la aditividad, en el sentido de que las tarifas de acceso deben construirse como la suma de tarifas por actividad. Sin embargo, **esta interpretación extrema de la aditividad aunque intuitivamente fácil**⁵, **es incompatible con el objetivo de “eficiencia”**, por varios motivos:

⁴ Por ejemplo, en España ¡menos de un 50% de la energía consumida en AT1 pasa por las redes de AT2.

⁵ Esta interpretación parece descansar sobre la idea generalmente correcta de que *cada palo aguante su vela*. Sin embargo, este planteamiento no es válido en el caso del suministro eléctrico debido a que la decisión de consumir es

- § Imponer que cada tarifa por actividad recupere todos los costes de esa actividad supone, en la práctica, **aplicar tarifas basadas en costes medios** (sin discriminación según la elasticidad de cada grupo de consumidores), con la consiguiente pérdida de eficiencia y bienestar social.
- § Imponer que las tarifas de acceso deben construirse sobre la base de la suma de tarifas por actividad es **incongruente con la configuración del sistema eléctrico en España, ya que en España, al contrario que en Portugal, la energía no fluye de forma secuencial por todos los niveles de tensión superiores para llegar al consumidor.**
- § Una gran parte de la energía en España es suministrada por generadores conectados en los distintos niveles de tensión (no todos están conectados en MAT), por lo que no sería correcto sumar las “tarifas por actividad” como si toda la demanda conectada utilizara todas las redes de niveles de tensión superiores para toda su energía (de hecho, en Portugal la tarifa por actividad correspondiente a MAT ni siquiera se considera en el cálculo de la aditividad).
- § **El factor inductor de costes puede ser distinto según el nivel de tensión al cual esté conectado el consumidor.**
- § **El reparto de los costes no marginales no puede realizarse de forma eficiente** (minimizando la distorsión al consumo, como propugna Ramsey) ya que no se puede distinguir según la elasticidad de los consumidores.

Por todo ello, la aditividad, en el sentido de que las tarifas de acceso deben construirse como la suma de tarifas por actividad, es incompatible con el objetivo de “eficiencia”.

Sobre la tarifa de último recurso

La normativa debería especificar simplemente que los comercializadores de último recurso, CUR, tendrán la obligación de ofrecer, dentro de su abanico de posibles contratos, la tarifa de último recurso, TUR, definida por el regulador. No debería haber otras obligaciones o limitaciones, ya que redundarán en ineficiencias que finalmente se trasladarán a los consumidores. Tales obligaciones o limitaciones solamente deberán imponerse si se aprecian problemas, y en tal caso deberán imponerse solamente para resolver esos problemas, y no con el fin de poner a las empresas ya existentes en una posición de desventaja competitiva.

Los CUR deberían obtener cobertura mediante contratos financieros de tipo “*full requirement*” (necesariamente financieros) adquiridos mediante un procedimiento de subastas. De este modo se evita imponer riesgos no controlables sobre los CUR. Estos contratos se liquidarían por diferencias con respecto al precio final de la energía en el mercado diario. Para el suministro “físico”, los CUR deberán presentar ofertas de adquisición de energía en el

única y, simultáneamente, tiene consecuencias sobre toda la cadena del suministro (distribución, transporte, generación y, bajo ciertos supuestos, los objetivos en materia de energías renovables y protección del medioambiente). Por ello, la determinación de la tarifa de acceso no puede ser calculada teniendo en cuenta sólo los costes de, por ejemplo, la distribución, sino que tiene que ser calculada sustrayendo del coste total del suministro (o, lo que es lo mismo, de una hipotética tarifa integral) el coste de la energía.

mercado spot por la totalidad de su demanda prevista bajo suministro de último recurso. De este modo, las CUR tendrán incentivos a presentar la mejor previsión de su demanda en TUR

Sobre los objetivos de diseño de las tarifas de acceso

En primer lugar, cabe señalar que la justicia o la equidad no son criterios válidos de diseño de tarifas. Los reguladores eléctricos no deben tener en cuenta razonamientos de equidad, sino que tales consideraciones están limitadas al gobierno de la nación, y las políticas redistributivas se llevan a cabo de forma mucho más efectiva a través de impuestos y políticas sociales o industriales. Si los reguladores intentaran adscribirse potestad sobre la equidad, estarían excediéndose en sus funciones y posiblemente interfiriendo con las políticas del Gobierno, reduciendo el bienestar social.

Del mismo modo, el documento de consulta afirma que *“los precios resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda, cuando la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, cuando la probabilidad de saturación de las redes es más elevada”*. El diseño tarifario debe estar presidido por el objetivo de eficiencia, no se trata de incentivar o desincentivar el uso en un periodo u otro, sino simplemente de trasladar a los usuarios la señal de los costes que impone su demanda. De otro modo, el objetivo acabará siendo fijar un precio en punta mayor que el actual, con independencia si el nivel actual se encuentra por encima o por debajo del coste marginal de suministro.

El documento de consulta también plantea como objetivo la *“transparencia y simplicidad en la divulgación y en la definición de los costes de acceso, de los criterios de asignación de los mismos, en las variables e hipótesis utilizadas, en los criterios de diseño tarifario y en las normas implícitas en la metodología tarifaria propuesta”*. El objetivo de *“simplicidad”* es útil y necesario si se interpreta como que los consumidores deben ser capaces de entender las tarifas que deben pagar, pero no si se interpreta como que debe ser sencillo de utilizar por el regulador para determinar *“los costes de acceso, los criterios de asignación, en las variables e hipótesis utilizadas, los criterios de diseño tarifario, etc.”* si ello se hace a costa de la eficiencia, lo que redundaría en perjuicio de los consumidores.⁶

Finalmente, el documento señala que *“la regulación debe garantizar igualmente los principios de «igualdad de trato y oportunidades», de «uniformidad tarifaria» y de «equilibrio económico-financiero» de las empresas del sector eléctrico. Estos principios, en ocasiones, apuntan hacia caminos diferentes, siendo necesario encontrar un equilibrio”*. Resulta preocupante que se considere la necesidad de *“encontrar un equilibrio”* entre estos tres principios, como si fueran igual de importantes. El regulador debería considerar que el equilibrio económico-financiero de las empresas como objetivo principal, el cual no puede ponerse en entredicho por ninguna otra consideración, sobre todo si las otras consideraciones son subjetivas. No asegurar el equilibrio económico-financiero puede poner en peligro la seguridad del suministro. Ninguna consideración de *“igualdad de trato”* o *“uniformidad tarifaria”* compensa poner en peligro la seguridad de suministro.

⁶ P.ej. mediante la utilización de costes medios como valores *proxy* de los costes marginales, utilizando el coeficiente de simultaneidad en el período de punta como valor *proxy* de las elasticidades, utilizando el nivel de demanda como valor *proxy* de la probabilidad de punta, imputando los costes de inversión únicamente sobre el término de potencia.

Sobre el diseño y la estructura de tarifas

El documento de consulta hace referencia en distintas ocasiones al uso de un término de “potencia demandada en punta”. Sin embargo, en ningún momento se define este término. Por el contexto, parece que se refiere a un término como el utilizado en Portugal. El problema es que, **en realidad, el término de “potencia demandada en punta” en Portugal no representa un cargo por potencia o demanda instantánea máxima, sino un recargo aplicado sobre la energía consumida en punta.**

En efecto, la variable de facturación “potencia demandada en punta” se calcula en Portugal como la energía demandada en punta dividida por el número de horas en el periodo punta. Por lo tanto, se trata realmente de un cargo por energía (basta con multiplicar por el número de horas en punta, una constante). Denominar a este término como un término por “potencia demandada en punta” induce a los consumidores a error. El coste actualmente imputado a la potencia demandada en punta debería sumarse al término de energía.

El documento pregunta sobre los términos tarifarios que deben contener las tarifas de acceso. Sin embargo, la respuesta a dichas preguntas exige el haber desarrollado, previamente, el ejercicio completo de diseño tarifario.

En efecto, la determinación de las variables más adecuadas depende de una multitud de consideraciones, entre las cuales se encuentra la pérdida de señal derivada de agregar conceptos de coste marginal dentro de una misma variable de facturación, y el perjuicio que ocasiona esa pérdida de señal no se puede valorar si no se sabe qué precio tendría esa variable de facturación. Por lo tanto, no se puede responder a esa pregunta en el abstracto. No es una restricción de partida, sino una decisión que solamente se puede tomar de forma razonada una vez se ha desarrollado el análisis de costes marginales y se conoce el precio asociado a cada una de las posibles variables de facturación que se está considerando no utilizar.

El documento de consulta plantea una pregunta concreta sobre si se considera adecuado establecer un término fijo por cliente para la facturación de los costes de gestión comercial de redes. En el caso concreto de un posible término fijo por cliente, es importante darse cuenta de que **dicho término ofrece la posibilidad de recuperar una parte de los costes no marginales sin distorsionar el consumo.** Por lo tanto, no se puede responder a la pregunta planteada si no se sabe cual sería el nivel de costes no marginales y qué parte de dichos costes se recogerían en esa variable de facturación.

El documento de consulta plantea también diversas preguntas sobre el intervalo de tiempo a considerar para la imputación de distintos costes de uso compartido. En realidad, el coste de los activos lejanos/periféricos/compartidos debe ser repartido según la probabilidad de punta, de tal modo que, como ya se ha explicado, acaba siendo imputado como un coste de energía en punta. Por ello, el coste marginal de estos activos se debe repartir entre todas las horas según las probabilidades de punta y todas las horas deberán soportar un coste algo mayor o menor.

De hecho, en el caso de las tarifas de acceso, la agrupación de horas en periodos y estaciones sólo se justifica en el caso de los consumidores que no tengan contadores horarios. **Para los consumidores con contadores horarios podrían definirse, por ejemplo, tarifas con**

precios diferenciados para cada hora de días laborables, sábados y festivos en cada mes del año (e.d. 864 periodos al año).⁷

Sobre la metodología para el diseño de tarifas eficientes

Como en la ocasión anterior, aportamos un anexo que resume la aplicación de la metodología de determinación de tarifas de acceso basadas en costes marginales, y un ejemplo demostrativo de los resultados que surgen de tal metodología. Esta metodología es:

- § similar a la utilizada por ERSE en Portugal, en el sentido de que distingue entre activos cercanos (de uso dedicado) y lejanos/periféricos (de uso compartido) pero,
- § como propone la CNE, utiliza la probabilidad de punta para imputar el coste marginal de los activos de uso compartido,
- § mientras que ni ERSE ni la CNE especifican una metodología para determinar los periodos horarios óptimos, planteamos una metodología de determinación de los periodos horarios de acuerdo con el nivel de costes marginales en cada hora (para minimizar el impacto sobre la eficiencia derivado de agrupar horas en periodos horarios),
- § aplica la metodología de Ramsey para recuperar todos aquellos costes que no se recuperarían con unas tarifas iguales a los costes marginales (mientras que tanto la CNE como ERSE parecen inclinarse por aplicar esta metodología solamente de forma puntal, a determinados conceptos de coste).

Como ya afirmamos en la consulta anterior, estamos a la entera disposición de la CNE y ERSE, de forma tanto conjunta como separada, para aportar las aclaraciones e informaciones adicionales que consideren oportunas con el fin de asegurar que la metodología que eventualmente se aplique aporte las *mejores* señales para un consumo eficiente, de forma coherente con la maximización del bienestar social.

⁷ En la práctica, los 864 precios de acceso no estarían dirigidos a informar al consumidor, sino al comercializador de modo que sería éste quien, teniendo en cuenta dichos precios y la curva de carga de sus clientes actuales o potenciales, diseñaría las tarifas de acceso (incluyendo los periodos horarios) mejor adaptadas para cada cliente o categoría de cliente.

1. Aprobación de las Tarifas de Acceso

1. La discusión pública de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso, ¿debe: (i) ser abierta a todos, (ii) únicamente dirigida a los principales agentes o representantes de agentes del sector, o (iii) solamente destinada al Consejo Tarifario/ Consultivo?

Existen varios motivos por los cuales las “consultas públicas” deben necesariamente estar abiertas a todos:

- § La regulación es el mecanismo por el cual el regulador, *en representación de los consumidores*, colabora con las empresas para obtener financiación a mínimo coste. No tiene sentido, por lo tanto, excluir a los consumidores de este proceso.
- § En el mismo sentido, no parece coherente plantear una consulta que se denomine “pública” y, al mismo tiempo, se impida la participación del público.
- § Asimismo, es razonable esperar que cuanto más abierta sea la participación, de más información y análisis dispondrá el regulador y sus decisiones será mejores.
- § Finalmente, la transparencia reduce el riesgo regulatorio, lo cual reduce los costes del sistema y favorece la inversión, todo ello en beneficio de los consumidores.

Una cuestión distinta es si todas las decisiones del regulador deben estar sometidas a un proceso de consulta pública. La respuesta es, evidentemente, negativa. No resulta práctico ni eficiente realizar un proceso de consulta pública para todas las decisiones. El regulador es el representante de los consumidores, y se espera de él que tome decisiones en el mejor interés de los consumidores. Las consultas públicas son apropiadas cuando se aborda un nuevo tema en el cual el regulador no conoce las preferencias de los consumidores o considera que no dispone de elementos de juicio adecuados para tomar sus decisiones.

Sin embargo, para que el proceso de consulta pública sea efectivo, es preciso que tras la consulta el regulador ponga a disposición del público las aportaciones que haya recibido y elabore un documento con la justificación de las decisiones tomadas con respecto a las cuestiones sometidas a consulta.⁸

2. ¿Cuáles son los plazos que deben estar asociados a las consultas públicas en el ámbito de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso?

Los plazos que deben estar asociados a las consultas públicas en el ámbito de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso deben depender de la complejidad y extensión de la consulta. Para una consulta como la planteada es poco probable que un plazo inferior a un mes resulte suficiente.

Por otra parte, sería deseable que estos procedimientos de consulta se desarrollen con preaviso y, preferiblemente, dentro de un calendario predefinido, lo cual entendemos que es

⁸ En la práctica anglosajona este proceso suele seguir un análisis, llevado a cabo por una agencia independiente del regulador, de la validez de las respuestas aportadas por el regulador y de los costes-beneficios derivados de la consulta pública.

perfectamente posible para consultas desarrolladas “en el ámbito de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso”, tal como plantea la pregunta. Esto puede permitir reducir el tiempo necesario para las respuestas, así como asegurar que los agentes tengan disponibles los mejores recursos para contribuir a las preguntas que se planteen.

3. ¿Qué tipo de información debe acompañar a la propuesta de tarifas de acceso a presentar al Consejo Tarifario/Consultivo?

La información que debe acompañar a la propuesta de tarifas de acceso a presentar al Consejo Tarifario/Consultivo debe ser toda aquella que permita a dichos Consejos determinar si las decisiones del regulador son o no apropiadas.

No se trata, por lo tanto, de remitir información detallada de los costes de cada empresa, sino de los procedimientos, resultados y razonamientos utilizados por los reguladores para desautorizar costes y determinar las tarifas.

4. ¿Cuál es el plazo que se debe dar al Consejo Tarifario/Consultivo para que se pronuncie sobre la misma?

Coincidimos con la opinión expresada en el documento de consulta de que un mes permite que los miembros de este Consejo analicen, discutan y emitan su parecer.

5. ¿Debe hacerse pública previamente la propuesta sometida al Consejo?

Hacer pública la propuesta no plantea ningún inconveniente (la propuesta no debe contener información confidencial o sensible), pero sí ventajas, al menos en lo que se refiere a la transparencia del proceso, que se traduce en un menor riesgo regulatorio, y una mejor capacidad por parte de los agentes de prever el nivel probable de las tarifas, que les permite una mejor toma de decisiones. Por ello, la respuesta a esta pregunta es que sí debe hacerse pública la propuesta sometida al Consejo, cuanto antes.

6. ¿Con qué periodicidad deben ser fijadas las tarifas de acceso?

Coincidimos con la opinión expresada en el documento de consulta de que, como norma general, las tarifas de acceso deben ser revisadas con una periodicidad anual. Esto es suficiente dado que los costes que reflejan las tarifas son relativamente estables y predecibles. Sin embargo, puede haber varias consideraciones que sugieran la conveniencia de fijar las tarifas de acceso con una mayor frecuencia como, por ejemplo, si existen o se producen déficits tarifarios, ya que estos deberán ser incorporados a las tarifas cuanto antes.

7. Teniendo en cuenta la armonización de tarifas de acceso en el MIBEL, ¿cuál debe ser la composición del Consejo Tarifario/Consultivo?

La composición del Consejo Tarifario/Consultivo depende del objetivo de cada uno. Si el objetivo es meramente “informativo” la composición de los Consejos no tiene gran importancia.

Si el objetivo es que el Consejo en cuestión revise y apruebe o rechace la propuesta del Consejo, es preciso que el Consejo se componga de personal cualificado, evitando que en la

toma de decisiones predominen intereses empresariales o políticos. De otro modo las decisiones del Consejo dependerán del peso relativo de, por ejemplo, los representantes de los consumidores (que podrían estar a favor de cualquier decisión del regulador que reduzca las tarifas, con independencia de la razonabilidad de la propuesta) y de los representantes de las empresas (cuya posición podría ser la opuesta). Por ello, en tal caso sería imprescindible que el Consejo incluyera personas conocedoras del sector pero no directamente⁹ vinculadas a consumidores o empresas nacionales.

En este último sentido, cabe recordar la experiencia de los reguladores irlandeses (de la República de Irlanda y de Irlanda del Norte) de incluir, para la toma de decisiones transnacionales, a un consultor independiente con derecho a voto que pueda dirimir en caso de que los dos reguladores nacionales no lleguen a un acuerdo en algún aspecto concreto. En el caso de Irlanda, cada uno de los reguladores tienen tres representantes. En un Consejo Tarifario/Consultivo de mayor tamaño puede tener sentido que haya más de una persona independiente. Evidentemente, tal persona deberá ser seleccionada sobre la base acreditada de su experiencia e independencia de los poderes e intereses políticos.

8. ¿Cuáles serían las formas de cooperación más adecuadas entre la ERSE y la CNE en lo que se refiere a los procesos de decisión que afecten a las tarifas de acceso?

En primer lugar, no está claro que haya ninguna base que sustente la necesidad de asegurar la coordinación entre la ERSE y la CNE en lo que se refiere a los procesos de decisión que afecten a las tarifas de acceso. El documento de consulta solamente afirma que “tiene mucho sentido” promover tal cooperación, sin aportar ninguna explicación.

Por otra parte, el documento de consulta afirma que “las entidades reguladoras de los dos países deben compartir toda la información relevante en el ámbito de establecimiento de tarifas”. Sin embargo, no parece existir ninguna necesidad para ello.

Si no existe nada que justifique compartir la información entre los distintos reguladores pueden darse dos situaciones:

- § que la información sea sensible, en cuyo caso no debería compartirse entre los reguladores, o
- § que la información no sea sensible, en cuyo caso esa misma información debería ponerse a disposición del público.

Por lo tanto, no tiene sentido que los reguladores compartan una información que no esté disponible al público y que no sea necesaria para el desarrollo de sus funciones.

⁹ No parece realista exigir que personas que conozcan el sector no estén vinculadas, de un modo u otro con éste.

2. Consideraciones sobre los Costes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución

9. ¿Cuál es la valoración de la situación actual en lo que se refiere a la separación de actividades en Portugal y en España? ¿Qué mejoras se pueden llevar a cabo?

No parece que actualmente existan problemas reseñables ligados al grado de separación de las actividades. Sin embargo, imponer unos requisitos de separación más fuertes podría implicar ineficiencias que se trasladarían a los consumidores. Por ello, no parece necesario imponer mayores requisitos de separación de actividades.

10. ¿Cuál es la valoración general de la remuneración de las actividades reguladas?

La valoración de la metodología utilizada para la remuneración de las actividades reguladas no puede sino ser negativa, tanto en España como en Portugal.

En efecto, el documento de consulta afirma que *“Se considera que la retribución de las actividades reguladas debe garantizar la recuperación de los costes incurridos, incentivando la reducción de pérdidas y el mantenimiento de niveles de calidad de servicio adecuados. Del mismo modo, se considera que se debe asegurar una rentabilidad adecuada de las inversiones realizadas en ambos países.”* Sin embargo, en ambos países se infringen estos criterios.

En España, la actual remuneración de la distribución no tiene en cuenta los costes incurridos. En el esquema de remuneración de la distribución que estará efectivo a partir de enero de 2009 se plantea que la remuneración tendrá en cuenta los costes auditados de las empresas solamente a partir de 2013. De hecho, incluso a partir de esa fecha no está claro que la remuneración que se fije *“garantice la recuperación de los costes incurridos”*. Por ejemplo, en la discusión de los costes de operación y mantenimiento el RD 222/2008 afirma que los costes unitarios medios de operación y mantenimiento que se deriven de los importes auditados vendrán afectados por *“un factor que introduzca competencia referencial”*.

En Portugal, por el contrario, el modelo de remuneración de la distribución está definido en detalle, y se contrasta con el nivel de costes de las empresas en las revisiones tarifarias. Sin embargo, tampoco se *“garantiza la recuperación de los costes incurridos”*, por varios motivos. Por ejemplo, el regulador desautoriza costes realmente incurridos por las empresas, sobre la base de benchmarkings inevitablemente simplistas y juicios de valor inevitablemente subjetivos. Además, el regulador no reconoce que si solamente permite a la empresa recuperar los costes que tendría una empresa en la frontera de eficiencia, también debería fijarle una tasa de remuneración igual a la que tendría una empresa que en cualquier otro mercado se situara en esa misma frontera de eficiencia.

En ambos países existe la duda de si se permitirá a las empresas recuperar costes tales como los asociados con capital circulante o deudas de consumidores a tarifa regulada (a pesar de que el regulador no permite a la empresa regulada decidir si suministrar o no a los consumidores que considera conllevan un riesgo elevado de impago).

La desautorización de costes por parte de los reguladores parece tener su origen en una mala comprensión de cómo funciona la regulación por incentivos. En efecto, los reguladores parecen pensar que las empresas solamente reducen sus costes si el regulador reduce su retribución. Esto no es así o, mejor dicho, no es así en todos los supuestos. Cabe distinguir dos supuestos alternativos:

- § Las empresas reguladas no buscan maximizar sus beneficios. En este caso, cuanto mayor sea la retribución que determine el regulador, mayor será el gasto y menor la eficiencia.
- § Las empresas reguladas buscan maximizar sus beneficios. En este caso, las empresas buscan minimizar sus costes para maximizar sus beneficios, con independencia del nivel retributivo que determine el regulador.

Tanto en España como en Portugal las empresas reguladas son empresas privadas de las que a priori cabría esperar un comportamiento de maximización de beneficios. Por lo tanto, a menos que el regulador disponga de evidencia que sugiera que estas empresas no buscan maximizar sus beneficios (algo harto improbable), entonces los reguladores no deben desautorizar ningún coste ni deben introducir ningún “*factor que introduzca competencia referencial*”. En la regulación por incentivos (al contrario de lo que ocurre en una regulación cost-plus), el incentivo a la eficiencia no proviene de la amenaza de que el regulador desautorice costes o fije una remuneración inferior a los costes incurridos, sino del mero y simple hecho de que durante el periodo regulatorio la empresa puede retener como mayores beneficios las reducciones de costes que obtenga.

Esto no quiere decir que el regulador no deba desarrollar una tarea fiscalizadora, en el sentido de comprobar la razonabilidad de los costes de las empresas, pero sí que debe hacerlo bajo el a priori de que los costes son eficientes. Así, si tras un ejercicio de benchmarking el regulador detecta unos costes aparentemente anormalmente altos, no debe concluir, sin más, que la empresa es ineficiente, sino que debe considerar la posibilidad de que el ejercicio de benchmarking no haya considerado factores relevantes. En tal caso, el regulador debe dirigirse a la empresa para buscar explicaciones. Si tales explicaciones no resultan razonables, el regulador puede desautorizar los costes, *siempre y cuando él sea capaz de indicarle a la empresa cómo reducir sus costes* (si el regulador no sabe cómo hacerlo es que posiblemente no sea posible). Evidentemente, si tras forzar a la empresa a, por ejemplo, reducir personal se produce un problema en el suministro atribuible a la falta de personal, el regulador no podrá penalizar a la empresa por ello.

Las desautorizaciones de costes reducen la rentabilidad de la empresa por debajo de la tasa de retorno que haya establecido el regulador, de forma incompatible con el objetivo de “*asegurar una rentabilidad adecuada de las inversiones realizadas*”. Por ello, cualquier desautorización de costes a una empresa debe ir acompañada de un incremento de igual monto repartido entre el resto de empresas reguladas. De este modo se asegura la coherencia de la tasa de retorno y el coste de capital, sin impedir al regulador desautorizar costes que se hayan evidenciado como imprudentes y sin dar la impresión de que el regulador desautoriza costes simplemente con el fin de reducir las tarifas, a costa de la seguridad de suministro a medio y largo plazo.

Finalmente, el documento de consulta afirma que “*a pesar de que la mayoría de los costes incurridos es similar en ambos países, las particularidades hacen difícil la armonización en*

los sistemas remunerativos de ambos países". Esta afirmación no está justificada ni conocemos qué "particularidad" justificaría esta afirmación.

No obstante, el documento de consulta afirma que *"aunque los sistemas remuneratorios puedan ser diferentes, la retribución de las actividades reguladas [...] deben ser similares en ambos países"*. Si los sistemas remuneratorios no se pueden homogeneizar por las supuestas "particularidades" entre los dos países, parecería lógico que esas mismas particularidades resultaran en diferentes retribuciones en los dos países.

Con este planteamiento no se pretende argumentar en contra de la homogeneización de las metodologías de diseño de tarifas, sino que se pretende resaltar que no existen motivos para no homogeneizar los sistemas remunerativos, y que la homogeneización de los sistemas remunerativos es mucho más importante que la de las metodologías de diseño de tarifas.

De hecho, existen motivos objetivos que desaconsejan utilizar la misma "metodología de imputación a las tarifas de acceso". En efecto, un pilar fundamental de la metodología de diseño de las tarifas de acceso en Portugal es que dichas tarifas deben calcular de forma aditiva, sumando los costes de los niveles de tensión superiores. Este enfoque es viable (aunque con limitaciones) en Portugal porque la energía fluye de un nivel de tensión a otro de forma secuencial, mientras que en España los diagramas de flujos muestran claramente que una parte importante de la energía no fluye de forma secuencial entre cada uno de los diferentes niveles de tensión, sino que una gran parte de la energía "salta" niveles y no ocasiona costes en algunos de los niveles de tensión superiores.

Además, en España una gran parte de la energía en España es suministrada por generadores conectados en los distintos niveles de tensión (no todos están conectados en MAT), por lo que no sería correcto sumar las "tarifas por actividad" como si toda la demanda conectada utilizara todas las redes de niveles de tensión superiores para toda su energía. De hecho, en Portugal la tarifa por actividad correspondiente a MAT ni siquiera se considera en el cálculo de la aditividad.

Por lo tanto, dado que la configuración de los flujos de energía es distinta en ambos países, **el objetivo de establecer metodologías de imputación a las tarifas de acceso similares en ambos países sobre la base de tarifas aditivas es incompatible con el objetivo, mucho más importante, de diseñar tarifas de acceso eficientes en España.**

3. Costes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución

11. Valore los distintos aspectos descritos en este capítulo, indicando propuestas detalladas de mejoras.

Dentro de esta sección del documento de consulta, se afirma que *"ERSE se encuentra también en proceso de revisión de la forma de cálculo de base de los activos a remunerar, mediante los costes estimados o costes de referencia, así como la introducción de incentivos para el desarrollo de las inversiones y el mantenimiento de los activos al final de su vida útil,*

pero en condiciones de continuar en explotación”. Como ya se ha explicado, el uso de “*costes estimados o costes de referencia*” es fundamentalmente incompatible con el objetivo declarado por los reguladores de “*garantizar la recuperación de los costes incurridos*”. ¡No se puede garantizar la recuperación de los costes incurridos remunerando a las empresas mediante costes estimados!

4. Tarifas en Vigor de Acceso a Redes en España y Portugal

4.1 TARIFAS DE ACCESO A REDES APLICADAS EN ESPAÑA

Asignación de los costes de redes

El documento de consulta afirma que “*los precios resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda, cuando la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, cuando la probabilidad de saturación de las redes es más elevada*”. Esta afirmación puede prestarse a equívoco. En sí mismo, el término incentivo implica una bonificación/penalización añadida al precio. Así, *incentivar* el consumo en determinadas horas implica reducir su precio por debajo de su coste y *desincentivar* exige incrementarlo. ¿La intención de los reguladores es, *señalar* el precio para que los consumidores tomen la decisión de consumo que consideren oportuno o *incentivar/desincentivar* el consumo?

En principio, el objetivo del diseño tarifario no debe ser incentivar o desincentivar el uso en un periodo u otro, sino simplemente trasladar a los usuarios la señal de los costes que impone su demanda. A falta de dicho análisis, el deseo de incentivar puede llevar a creer que las tarifas no estarán bien diseñadas si el precio en punta no es mayor que el actual.

El documento de consulta también afirma que “*una vez que se han asignado los costes de transporte y distribución por grupos tarifarios en función de la potencia en punta, se distribuye dicho coste entre los distintos períodos horarios de acuerdo con la potencia contratada en cada período*”. En realidad, la metodología correcta consistiría en repartir los costes entre las distintas horas de acuerdo con la probabilidad de que cada hora sea la hora de demanda punta en el sistema, no de acuerdo con la “potencia contratada en cada periodo”. La metodología planteada en el documento de consulta no solamente es errónea, sino también discriminatoria, ya que no se permite a determinados consumidores contratar distintos niveles de potencia en distintos periodos.

Asignación de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

El documento de consulta explica que “*los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, a excepción de la prima de producción en régimen especial, son asignados aplicando un porcentaje uniforme, proporcional a la facturación del transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios*”. Este enfoque no parece coherente con el objetivo de eficiencia, ya que estos costes no son variables y deberían recuperarse mediante las metodologías de Ramsey (como el propio documento de consulta lo

afirma en la sección 4.1.4) o Diamond-Mirrlees para minimizar el impacto sobre la eficiencia. La aplicación de ninguna de estas metodologías resulta en un “*porcentaje uniforme, proporcional a la facturación del transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios*”.

4.2 TARIFAS DE ACCESO A REDES APLICADAS EN PORTUGAL

El documento de consulta afirma que “*la garantía de inexistencia de subsidios cruzados entre clientes en las tarifas de acceso, así como en las tarifas del comercializador de último recurso, obliga a que las tarifas sean determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague proporcionalmente a los costes que causa en el sistema, se hace necesario que la tarifa que le es aplicada esté compuesta por las tarifas reguladas por actividad*”. Esta afirmación nos parece errónea.

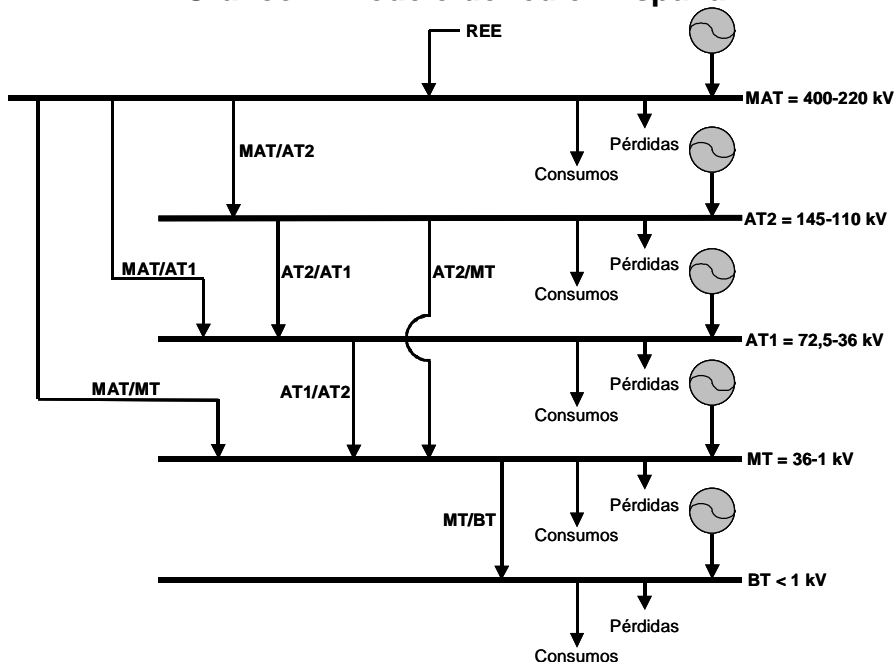
En primer lugar, coincidimos en una interpretación de “aditividad” por la cual las tarifas deben recoger todos los costes de suministro. Se trataría, en este caso, simplemente de asegurar la suficiencia de las tarifas de acceso.

Sin embargo, **la aditividad**, en el sentido de que las tarifas de acceso deben construirse como la suma de tarifas por actividad, **es incompatible con el objetivo de “eficiencia”**, por varios motivos:

- § Imponer que cada tarifa por actividad recupere todos los costes de esa actividad supone, en la práctica, **aplicar tarifas basadas en costes medios** (sin discriminación según la elasticidad de cada grupo de consumidores), con la consiguiente pérdida de eficiencia y bienestar social.
- § Imponer que las tarifas de acceso deben construirse sobre la base de la suma de tarifas por actividad **es incongruente con la configuración del sistema eléctrico en España, ya que en España, al contrario que en Portugal, la energía no fluye de forma secuencial por todos los niveles de tensión superiores para llegar al consumidor**. El gráfico siguiente muestra el modelo de red en España, según la propia CNE.¹⁰

¹⁰ Ver “Propuesta Final de Metodología para Establecer Tarifas de Acceso a Redes Eléctricas”, CNE.

Gráfico 1. Modelo de red en España



En efecto, por ejemplo, en España menos de un 50% de la energía consumida en AT1 pasa por las redes de AT2 debido a que la AT1 en muchos casos está conectada directamente a la red de transporte. Ignorar esta realidad tendrá como resultado que los consumidores conectados en niveles de tensión inferiores estarán subvencionando el consumo de los conectados en niveles de tensión superiores, ya que los primeros estarán pagando por unos costes que no ocasionan.

- § Una gran parte de la energía en España es suministrada por generadores conectados en los distintos niveles de tensión (no todos están conectados en MAT), por lo que no sería correcto sumar las “tarifas por actividad” como si toda la demanda conectada utilizara todas las redes de niveles de tensión superiores para toda su energía. De hecho, como se muestra en el gráfico siguiente, en Portugal la tarifa por actividad correspondiente a MAT ni siquiera se considera en el cálculo de la actividad (e.d. ni siquiera se le aplica un factor corrector), posiblemente porque en Portugal ese problema se limita al caso de la MAT.

QUADRO 4 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X

- § El factor inductor de costes puede ser distinto según el nivel de tensión al cual esté conectado el consumidor. Por ejemplo, una parte de los costes de MAT se corresponden con “activos cercanos” y deben ser repercutidos en el término de potencia contratada, mientras que para los consumidores conectados en BT, todos los costes de MAT son costes de “activos lejanos” y no deben ser repercutidos en ese término tarifario.
- § La tarifa por “uso global del sistema” no puede distinguir según la elasticidad de los consumidores si se impone la restricción de que las tarifas de acceso se calculen de forma aditiva, sumando la (única) tarifa UGS al resto de tarifas por actividad. De este modo, la interpretación de la aditividad como “aditividad de tarifas por actividad” resulta en una imputación subóptima de estos costes no marginales, lo cual redundaría en una menor eficiencia y un menor bienestar social.

Por todo ello, **la aditividad, entendida ésta en el sentido de que las tarifas de acceso deben construirse como la suma de tarifas por actividad, es incompatible con el objetivo de “eficiencia”.**

El documento de consulta prosigue afirmando que “*la aditividad sólo puede ser asegurada a través de la definición de una tarifa para cada actividad regulada*”. En nuestra opinión, esto no es correcto. La aditividad puede ser asegurada simplemente a través de una metodología de determinación de las tarifas de acceso que parta de la suma de todos los costes marginales, sin necesidad de definir tarifas para cada actividad regulada que, como ya hemos visto, resultan en una pérdida de eficiencia y un menor bienestar social.

Finalmente, el documento plantea como ventaja adicional el hecho de que “*esta metodología de cálculo de tarifas, posibilita el conocimiento detallado de los distintos componentes tarifarios por actividad o servicio. De esta forma, cada cliente puede saber exactamente cuánto paga, por ejemplo, por el uso de la red de distribución de AT, y en qué términos de facturación es considerado dicho importe. Podrá así, darse la posibilidad de disgregación de la factura del cliente, a petición suya, por los distintos componentes tarifarios regulados aplicables, por precio medio y por término tarifario. La transparencia en la formulación de tarifas, la cual es consecuencia de la implementación de un sistema de este tipo, cobra especial importancia para los clientes sin experiencia en la elección de suministrador y en particular para los clientes con menos información*”. Esta supuesta ventaja es más aparente

que real. A los consumidores no les importa la composición de su tarifa (para ello ya tienen al regulador, que les garantiza que las tarifas están bien calculadas), sino el coste total de su suministro. Este es el caso no solamente en la adquisición de electricidad, sino de cualquier producto, y no parece que exista ningún mercado en el cual los consumidores demanden que el vendedor les desglose el coste del producto en coste de la materia prima, coste de transporte, coste comercial, etc.

Tarifa de uso global do sistema

El documento de consulta explica que la tarifa de Uso Global del Sistema está compuesta por tres parcelas (I, II y III).

Con respecto a la parcela I, el documento expone que *“recupera los costes resultantes de la gestión del sistema y está compuesta por un término de energía, discriminado en cuatro períodos horarios”*. Sin embargo, en el mismo párrafo explica que *“los precios de la parcela I de la tarifa de Uso Global del Sistema reflejan en su totalidad un escalamiento acumulativo. Por ello, estos precios no presentan variación por período horario”*. No se entiende porqué el término de energía está *“discriminado en cuatro períodos horarios”* si los precios de esta parcela *“no presentan variación por período horario”*.

Con respecto a la parcela II, el documento explica que *“está compuesta por precios de energía, discriminados en cuatro períodos horarios, y por un precio de potencia contratada”* y que *“recuperan los costes resultantes de medidas de política energética, ambiental y de interés económico general, incrementados en los sobrecostes de la producción en régimen especial (PRE)”*. El documento no explica la lógica de atribuir estos costes entre distintos periodos horarios, dado que no son costes marginales.

Con respecto a la parcela III, el documento plantea que *“está compuesta por precios de energía en horas de punta y en horas llano y permite recuperar los costes con la garantía de potencia”*. El enfoque nos parece correcto. Los costes por *“garantía de potencia”* (que en España actualmente se denominan *“incentivos a la inversión”*) son ocasionados por la necesidad de potencia para atender la demanda en punta, por lo que deberían imputarse sobre la demanda en la hora de mayor demanda. Sin embargo, en el momento de definición de las tarifas no se conoce cuál será la hora de mayor demanda, por lo que dichos costes deben ser imputados a cada hora sobre la base de la probabilidad de que cada hora sea la hora de demanda punta en ese activo. El resultado es un coste por kW diferenciado para cada hora o, lo que es lo mismo, un coste por kWh con discriminación horaria que se repercute sobre el término por kWh (es decir, sobre el término de energía) de la tarifa. No está claro, no obstante, el criterio utilizado en Portugal para la imputación de estos costes a las distintas horas.

La cuestión que suscita la descripción de la parcela III es porqué no se utiliza el mismo enfoque para los costes de los activos lejanos/compartidos, que en Portugal se recuperan sobre un término por potencia en punta que es ficticio, ya que en realidad se trata de un cargo por energía. Sería más fácil de comprender para los consumidores, y llevaría a un consumo más eficiente, que los costes de redes se recuperaran también mediante un término de energía, como ocurre con los costes de garantía de potencia.

Tarifa de uso de la red de transporte

El documento de consulta explica que:

“Los precios de potencia contratada tienen por objeto recuperar los costes asociados a los tramos de las redes próximos a los puntos de entrega, en la medida en que el dimensionamiento de los tramos periféricos se encuentra condicionado por el comportamiento de un pequeño número de clientes o incluso de un único cliente.

Los precios de potencia en horas de punta tienen como finalidad recuperar los costes de los tramos más centrales de las redes. De hecho, los tramos más centrales de las redes son utilizados por un gran número de clientes y, debido a la reducida sincronización en la producción de los picos (anuales o mensuales) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que el comportamiento individual de un cliente únicamente condiciona el dimensionamiento de estos tramos más centrales proporcionalmente a su potencia media en un período de tiempo más amplio coincidente con la punta agregada de la red y no a través de su potencia de pico anual o incluso mensual.”

Dicho de otro modo, tal y como se planteó en la metodología propuesta por NERA en su contribución al anterior documento de consulta, los costes de los activos dedicados (los que ERSE denomina “próximo”) deben recuperarse por medio del término de potencia contratada, mientras que los costes de los activos de uso compartido (los que ERSE denomina “periféricos”) deben recuperarse en el momento de consumo en punta.

Dado que los costes de los activos de uso compartido son ocasionados por la necesidad de potencia para atender la demanda en punta, deberían imputarse sobre la demanda en la hora de mayor demanda. Sin embargo, como ya se ha explicado, en el momento de definición de las tarifas no se conoce cuál será la hora de mayor demanda, por lo que dichos costes deben ser imputados a cada hora sobre la base de la probabilidad de que cada hora sea la hora de demanda punta en ese activo. El resultado es un coste por kW diferenciado para cada hora o, lo que es lo mismo, un coste por kWh con discriminación horaria que se repercute sobre el término por kWh (es decir, sobre el término de energía) de la tarifa.

En Portugal, estos costes de activos compartidos se repercuten en lo que se denomina un “cargo por potencia demandada” pero en realidad no se trata de un cargo por potencia, sino de un cargo por consumo de energía en punta. En efecto, el valor de consumo que se utiliza para determinar tal cargo es el consumo en punta dividido por el número de horas del periodo punta (para convertirlo artificialmente en un dato de potencia). El enfoque utilizado en Portugal puede generar confusión entre los consumidores, ya que a menos que éstos lean la letra pequeña de la normativa, pensarán que ese cargo por potencia demandada se basa en su demanda de potencia, cuando en realidad se trata de un recargo por su consumo de energía en el periodo punta. El resultado es un consumo ineficiente e incoherente con la maximización del bienestar social.

La metodología de imputación de los costes incrementales por uso de activos compartidos en Portugal no parece basarse en la probabilidad de punta, en cuyo caso se tratará de una imputación ineficiente.

Asimismo, el documento de consulta explica que “*los precios de potencia se determinan por la aplicación de un factor multiplicativo a los costes incrementales de potencia de la red de transporte, preservando la estructura de los costes incrementales.*” Parece que esta frase describe la metodología para escalar los costes marginales hasta los costes medios. Esta metodología es ineficiente por varios motivos:

- § Porque se utiliza un mismo factor de escalamiento para todos los consumidores, con independencia de la elasticidad de su demanda, cuando ambos reguladores reconocen que la metodología que menos distorsiona el consumo sería la metodología de Ramsey.
- § Porque aplica el factor multiplicativo solamente sobre la base de los costes incrementales de las redes, lo cual es ineficiente, ya que la imputación óptima según la metodología de Ramsey se debe hacer sobre la suma de **todos** los costes marginales (o incrementales) horarios debido a que la decisión de consumir o no consumir es única y afecta simultáneamente a todas las actividades del suministro eléctrico, no sólo a la de redes.

Para ilustrar este último punto, consideremos la situación siguiente:

	Hora 1	Hora 2	Hora 3
1 Demanda (MWh)	200	150	100
Coste incremental (€/MWh) de:			
2 - redes	40,00	20,00	0,00
3 - energía	80,00	60,00	40,00
4 - total	120,00	80,00	40,00

En esta situación, multiplicando la demanda por el coste incremental estimado, tendríamos que la recaudación total sería de 11.000 € en concepto de redes y de 29.000 € en concepto de energía.

	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Suma
Recaudación (€) basada en costes marginales:				
5- redes	8.000	3.000	0	11.000
6- energía	16.000	9.000	4.000	29.000
7- total	24.000	12.000	4.000	40.000

Supongamos, sin embargo, que el coste de las redes es en realidad de 16.500 € (ya que se trata de un monopolio natural donde los costes marginales son inferiores a los medios).

En la línea 8 de la tabla siguiente se muestra el resultado de escalar los costes incrementales de las redes (línea 2) para alcanzar un nivel de recaudación igual al coste total de las redes. El resultado es que debe aplicarse un factor de escalamiento de 1,5 sobre los costes incrementales de las redes.

La línea 9 de la tabla muestra el nivel de los términos tarifarios (suma de redes y energía) que habría que aplicar para alcanzar el objetivo de recaudación minimizando la distorsión sobre el consumo.

En la línea 9 se muestra el resultado de escalar los costes incrementales totales (redes más energía) para alcanzar un nivel de recaudación igual al coste total de suministro. La línea 10 muestra cual debería ser el precio de las tarifas de redes para que, sumado a la energía, resulte el coste indicado en la línea 9. La diferencia entre el valor de la línea 9 y el de la línea 2 refleja la imputación eficiente (y coherente con la maximización del bienestar social) de los costes no marginales. El resultado es claramente distinto del que se obtiene aplicando el factor de escalamiento solamente sobre el coste incremental de las redes.

	Hora 1	Hora 2	Hora 3
Imputación óptima (€/MWh) partiendo del coste de:			
8 - redes	60,00	30,00	0,00
9 - total	136,50	91,00	45,50
10--- redes implícito	56,50	31,00	5,50

El ejemplo anterior muestra porqué es ineficiente imputar los costes no marginales (o, dicho de otro modo, escalar los costes marginales para igualarlos a los medios) solamente sobre la base de los costes de las redes, como se hace en Portugal. El resultado de no aplicar correctamente la metodología de Ramsey es un consumo ineficiente, incoherente con la maximización del bienestar social.

Este resultado se deriva del hecho de que las redes y la energía son lo que conoce como “complementos perfectos”. Desde la perspectiva del consumidor se trata, en efecto, de un único producto (el suministro/consumo de energía) y la imputación óptima de los costes no marginales no puede depender de un desglose entre conceptos de coste que nada tiene que ver con la decisión de consumo del consumidor.

5. Tarifas que Reflejan Costes

En esta sección, el documento de consulta presenta “una metodología de cálculo que se considera adecuada para la determinación de tarifas de Acceso a Redes y para la cual es conveniente que las tarifas de Acceso en España y en Portugal converjan.” No está claro, sin embargo, porqué se considera “conveniente que las tarifas de Acceso en España y en Portugal converjan”. Parece que se plantea como un objetivo del diseño, cuando en realidad sería un resultado de aplicar una metodología común.

5.1 PRINCIPIOS GENERALES PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

En el actual documento de consulta se mantienen los objetivos de diseño que se plantearon en el anterior documento de consulta. En nuestra respuesta al anterior documento de consulta se expusieron los problemas que planteaba dicha lista de objetivos

Por ejemplo, se afirma que “se considera fundamental que las tarifas se determinen de forma aditiva ya que es la única forma de garantizar la inexistencia de subsidios cruzados entre actividades y consumidores.” Asimismo, se mantiene la “aditividad” como un objetivo de diseño. Por los motivos ya expuestos, sería ineficiente (y, por tanto, perjudicial para los consumidores) aplicar una interpretación estricta del concepto de aditividad como que “la tarifa de acceso debe construirse como la suma de tarifas por actividades”, ya que:

- § Imponer que cada tarifa por actividad recupere todos los costes de esa actividad supone, en la práctica, **aplicar tarifas basadas en costes medios** (sin discriminación según la elasticidad de cada grupo de consumidores).
- § Imponer que las tarifas de acceso deben construirse sobre la base de la suma de tarifas por actividad es **incongruente con la configuración del sistema eléctrico en España, ya que en España, al contrario que en Portugal, la energía no fluye de forma secuencial por todos los niveles de tensión superiores para llegar al consumidor.**
- § Una gran parte de la energía en España es suministrada por generadores conectados en los distintos niveles de tensión (no todos están conectados en MAT), por lo que no sería correcto sumar las “tarifas por actividad” como si toda la demanda conectada utilizara todas las redes de niveles de tensión superiores para toda su energía.
- § El factor inductor de costes puede ser distinto según el nivel de tensión al cual esté conectado el consumidor.
- § La tarifa por “uso global del sistema” no puede distinguir según la elasticidad de los consumidores si se impone la restricción de que las tarifas de acceso se calculen de forma aditiva, sumando la (única) tarifa UGS al resto de tarifas por actividad.

El documento de consulta también plantea como objetivo la “*transparencia y simplicidad en la divulgación y en la definición de los costes de acceso, de los criterios de asignación de los mismos, en las variables e hipótesis utilizadas, en los criterios de diseño tarifario y en las normas implícitas en la metodología tarifaria propuesta*”. Tal como se expresa, el objetivo de “*simplicidad*” sería útil y necesario si se interpreta como que los consumidores deben ser capaces de entender las tarifas que deben pagar, pero no si se interpreta como que debe ser sencillo de utilizar por el regulador para determinar “*los costes de acceso, los criterios de asignación, en las variables e hipótesis utilizadas, los criterios de diseño tarifario, etc.*” aunque ello vaya en perjuicio de los consumidores.

Finalmente, el objetivo de “estabilidad” parece indeseable tal y como se expone en el documento de consulta. La estabilidad no puede ir en contra de la eficiencia, y la “seguridad regulatoria suficiente” se obtiene de otras formas que nada tienen que ver con la estabilidad de las tarifas (p.ej. mediante la aplicación correcta de los procedimientos, las decisiones justificadas y razonadas de los reguladores).

5.2 MECANISMOS DE ASIGNACIÓN DE COSTES A TARIFAS: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Esta sección se refiere una vez más al procedimiento de escalamiento “por actividad” y la conveniencia de que las tarifas sean simples y estables. Ya se han presentado reflexiones sobre ambos puntos y no se repiten aquí.

Esta sección incluye la afirmación siguiente “*La regulación debe garantizar igualmente los principios de «igualdad de trato y oportunidades», de «uniformidad tarifaria» y de «equilibrio económico-financiero» de las empresas del sector eléctrico. Estos principios, en ocasiones, apuntan hacia caminos diferentes, siendo necesario encontrar un equilibrio*”. Resulta preocupante que se considere la necesidad de “encontrar un equilibrio” entre estos tres principios, como si fueran igual de importantes.

Sería deseable que el regulador plantee asegurar el equilibrio económico-financiero de las empresas como objetivo principal, el cual no puede ponerse en entredicho por ninguna otra consideración, sobre todo si las otras consideraciones son subjetivas. No asegurar el equilibrio económico-financiero puede poner en peligro la seguridad del suministro. Difícilmente, una consideración de “igualdad de trato” o “uniformidad tarifaria” puede ser beneficiosa para los consumidores si se consigue a costa de poner en peligro el equilibrio económico-financiero de las empresas y, con ello, la seguridad de suministro.

5.3 VARIABLES DE FACTURACIÓN ADECUADAS A LA RECUPERACIÓN DE LOS COSTES REGULADOS DEL ACCESO

El documento de consulta afirma que *“los precios resultantes deberán reflejar los costes de la red, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda, cuando la saturación de las redes es menor, y desincentivando el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, en los que la probabilidad de saturación de las redes es más elevada”*. Por una parte, resulta positivo que se haga referencia a la *“probabilidad de saturación de las redes”*, ya que, como ya se ha expuesto, los costes de los activos de uso compartido deben ser imputados de acuerdo con la probabilidad de punta. Por otra parte, sin embargo, resulta preocupante leer que el objetivo es incentivar/desincentivar el uso de las redes. **El objetivo del diseño tarifario debe ser dar las señales correctas sobre el coste marginal que supone el consumo en distintos momentos, y no incentivar o desincentivar el consumo en una hora u otra.** En efecto, si el resultado del ejercicio de diseño es que hay que reducir el precio en punta, y ello implica un mayor uso en punta, tal mayor demanda sería eficiente.

El documento de consulta afirma que *“se considera que las variables más adecuadas para la recuperación de los costes de redes son la potencia, la energía activa y la energía reactiva.”* En realidad, la determinación de las variables más adecuadas depende de una multitud de consideraciones, entre las cuales se encuentra la pérdida de señal derivada de agregar conceptos de coste marginal dentro de una misma variable de facturación, y el perjuicio que ocasiona esa pérdida de señal no se puede valorar si no se sabe qué precio tendría esa variable de facturación. Por lo tanto, esta cuestión no debería considerarse una decisión o restricción de partida, sino una decisión que solamente se puede tomar de forma razonada una vez se ha desarrollado el análisis de costes marginales y se conoce el precio asociado a cada una de las posibles variables de facturación que se está considerando no utilizar.

12. ¿Qué variables de facturación considera más adecuadas para el uso de las redes?

El cuadro siguiente muestra la relación entre dichos componentes del coste marginal del servicio eléctrico y las variables de facturación. Se califica esta relación como “maximalista” en el sentido de que supone que existen todos los equipos de medida necesarios (p.ej. de reactiva) y que no se agrupan variables de facturación (lo cual facilitaría la comprensión de las tarifas por parte de los consumidores).

Cuadro 1. Relación “maximalista” entre los componentes del coste marginal del servicio eléctrico y las variables de facturación

Componente de coste marginal	Variables de facturación
Producción de energía	⇒ Energía activa
Capacidad de generación	⇒ Energía activa
Instalaciones de transporte	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Subestaciones de distribución	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Instalaciones de distribución locales	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Contadores	⇒ Contador
Gestión comercial	⇒ Cliente
Energía reactiva	⇒ Energía reactiva

(Además de los costes marginales, sería necesario imputar el desfase recaudatorio potencial, el cual incluirá parte de los costes de transporte y distribución, al ser los costes marginales inferiores a los medios. **El desfase recaudatorio potencial se imputa sobre todos los términos tarifarios, de acuerdo con la estructura de elasticidades propias y cruzadas, y con independencia del origen del coste.** De este modo, por ejemplo, todos los términos tarifarios incluirán conceptualmente una parte de los costes de transporte y de distribución, así como de los costes no marginales.)

Por otra parte, puede ser conveniente simplificar la relación de conceptos de facturación. Así, el objetivo de comprensibilidad limita los conceptos de facturación que pueden utilizarse. Si las tarifas incluyen términos tarifarios cuyo origen los consumidores no entienden (p.ej., el concepto de energía reactiva, en el caso de los consumidores domésticos) o incluye un número excesivo de términos tarifarios, creando confusión, los consumidores no entenderán las consecuencias para sus facturas de modificar las características de su consumo. En esta situación, los consumidores no actuarán de forma coherente con las señales de costes incorporadas en las tarifas y sus comportamientos no serán eficientes.

Los costes que más sentido tendrá agrupar serán aquellos que sean de menor entidad y aquellos que tengan su origen en un mismo comportamiento (p.ej. si cuanto más energía activa consumen los consumidores, más energía reactiva demandan, y si la relación fuera la misma para todos los consumidores de un mismo nivel de tensión, no habría pérdida de eficiencia por agregar los términos de energía activa y de energía reactiva).

Cuadro 2. Relación “pragmática” entre los componentes del coste marginal del servicio eléctrico y las variables de facturación

Componente de coste marginal	Variables de facturación
Producción de energía	⇒ Energía activa
Capacidad de generación	⇒ Energía activa
Instalaciones de transporte	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Subestaciones de distribución	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Instalaciones de distribución locales	⇒ Energía activa (para los activos compartidos) ⇒ Potencia contratada (para los activos dedicados)
Contadores	⇒ Potencia contratada
Gestión comercial	⇒ Potencia contratada
Energía reactiva	⇒ Energía reactiva (para los consumidores con equipos de medida adecuados) o energía activa (en caso contrario)

La selección final de términos tarifarios depende del resultado del análisis de los costes marginales y de la imputación del resto de costes. En el ejercicio de diseño tarifario que desarrollamos para el sistema eléctrico español (y que se propone en el Apéndice A), optamos por incluir las siguientes variables de facturación en el diseño de tarifas:¹¹

§ Energía activa (€/kWh),

§ Potencia contratada (€/kW/mes),¹² y

§ Energía reactiva (€/kVAr) (para los consumidores con equipos de medida adecuados).

Estas variables de facturación son relevantes tanto en las tarifas de acceso como en la tarifa de último recurso.

Cabe señalar que tanto la metodología que se propone como la estructura son similares a las actualmente aplicadas en Portugal. La diferencia entre costes por uso dedicado/compartido tiene su equivalente en Portugal donde, con el mismo fin, se clasifican los activos como próximos/lejanos. La única diferencia es que en Portugal existe una variable de facturación denominada por “potencia medida”, pero el inductor de esa variable es la media de la energía medida en el periodo punta, por lo que en realidad se trata de un suplemento o recargo sobre la variable de energía activa en el periodo punta.

13. ¿Considera adecuado aplicar términos de energía que reflejen los costes de capital necesarios para evitar las pérdidas actuales y futuras?

¹¹ Esta estructura difiere de la actual en que no se permiten “excesos de potencia” por encima de la potencia contratada, sino que la potencia considerada en el contrato se revisa al alza hasta el mayor nivel de potencia registrada.

¹² Ajustada a la máxima potencia demandada.

No tiene sentido aplicar en las tarifas actuales términos que reflejen las pérdidas futuras. Los costes de las pérdidas futuras se reflejarán en las tarifas futuras. Si se aplicaran costes por pérdidas futuras, los consumidores actuales estarían pagando las pérdidas de consumidores futuros.

Del mismo modo que no tiene sentido que existan déficits tarifarios que impliquen una subvención de los consumidores actuales por los futuros, no tiene sentido aplicar una metodología de pérdidas que impliquen una subvención de los consumidores futuros por los actuales.

14. ¿Considera adecuado aplicar un término de potencia máxima para reflejar el coste de los tramos periféricos? ¿Cuál es el intervalo de tiempo a considerar para dicha potencia máxima?

Entendemos que esta pregunta se refiere a la metodología utilizada en Portugal para recuperar el coste de los activos lejanos, de uso compartido.

En tal sentido, cabe primero señalar que **lo que en Portugal se denomina un “carga por potencia demandada” no es en realidad un cargo por potencia, sino un cargo por consumo de energía en punta**. En efecto, el valor de consumo que se utiliza para determinar tal cargo es el consumo en punta dividido por el número de horas del periodo punta (para convertirlo artificialmente en un dato de potencia).

No creemos interesante plantear un cargo diferenciado por “potencia demandada” que en realidad es un cargo por energía, ya que con ese enfoque solamente se consigue confundir al consumidor sobre las variables de facturación aplicadas, distorsionando las señales que recibe e induciéndole a un consumo ineficiente.

El coste de los activos lejanos/periféricos/compartidos debe ser repartido según la probabilidad de punta, de tal modo que, como ya se ha explicado, acaba siendo imputado como un coste de energía en punta. Como debe resultar evidente, el coste marginal de estos activos se reparte entre todas las horas. **No es posible una respuesta dicotómica a la pregunta “¿Cuál es el intervalo de tiempo a considerar para dicha potencia máxima?”** en el sentido de “este coste debe recuperarse en tales horas y no en el resto”. Lo que ocurre es que distintas horas tendrán distintas probabilidades de punta y todas las horas deberán soportar un coste algo mayor o menor.

Es cierto que en las horas de valle el coste no será muy distinto de cero, pero la determinación de las horas valle no puede realizarse sin haber realizado anteriormente un estudio de los costes marginales horarios, ya que la determinación de los periodos horarios consiste en agrupar aquellas horas con un nivel similar de costes marginales.

15. ¿Considera adecuado aplicar un término de energía reactiva diferenciado por nivel de tensión y por períodos horarios?

Sí.

16. ¿Considera adecuado establecer un término fijo por cliente para la facturación de los costes de gestión comercial de redes?

Como ya se ha explicado, la determinación de las variables más adecuadas depende de una multitud de consideraciones, entre las cuales se encuentra la pérdida de señal derivada de agregar conceptos de coste marginal dentro de una misma variable de facturación. Debe sopesarse la mayor facilidad de comprensión de las tarifas por parte de los consumidores y el perjuicio que ocasiona la pérdida de señal. No se puede responder a la pregunta planteada si no se sabe el nivel del coste marginal que tendría esa variable de facturación.

Por otra parte, en el caso concreto de un posible término fijo por cliente, es importante darse cuenta de que **dicho término ofrece la posibilidad de recuperar una parte de los costes no marginales sin distorsionar el consumo**. Por lo tanto, no se puede responder a la pregunta planteada si no se sabe cual sería el nivel de costes no marginales y qué parte de dichos costes se recogerían en esa variable de facturación.

Asimismo, cabe señalar que la capacidad de comprensión de los clientes depende del consumidor. No es lo mismo un consumidor doméstico pequeño que un gran consumidor industrial. Por lo tanto, la respuesta dependerá del tamaño del consumidor o del nivel de tensión al cual está conectado (algo que, por cierto, no será posible si se insiste en el principio de aditividad por actividad).

17. En caso contrario, ¿cuáles son las variables de facturación más adecuadas para la recuperación de los costes de medición y servicios comerciales de redes?

Si los costes de medición y servicios comerciales no se recuperan por medio de un término fijo por cliente, la variable de facturación más adecuada sería probablemente la potencia contratada. La potencia contratada es una variable que no depende del consumo en cada momento, al igual que ocurre con los costes de medición y servicios comerciales.

18. ¿Deberían los gastos de gestión del sistema ser recuperados a través de términos de energía de las tarifas de acceso asegurando la universalidad en su asignación?

Dado que los costes del gestor del sistema no son atribuibles al nivel de potencia contratada o de demanda, la forma más correcta es repercutir estos costes no marginales sobre los distintos términos de facturación de acuerdo con la metodología de Ramsey.

19. ¿Considera que el coste asociado a la garantía de potencia debe ser incorporado como otro concepto más de coste en la tarifa de acceso?

El coste marginal asociado a los incentivos a la inversión puede ser gestionado por el operador del sistema o incorporado como otro concepto más de coste en la tarifa de acceso. Ambas soluciones tienen ventajas e inconvenientes.

Que los incentivos a la inversión sean gestionados por el operador del sistema tiene el inconveniente de que si realmente se refleja el coste marginal, el operador del sistema se encontrará con un superávit (una recaudación superior a los pagos que debe realizar). Dicho superávit deberá ponerse a disposición del sistema de liquidaciones para retribuir a los distribuidores, etc.

Que los incentivos a la inversión sean parte de las tarifas de acceso tiene el inconveniente de que dichos pagos serán entonces gestionados por el regulador, quien deberá entonces realizar

liquidaciones no solamente a las empresas que desarrollen actividades reguladas, sino también a los generadores. El operador del sistema ya realiza liquidaciones con los generadores por pagos que no son muy distintos conceptualmente (p.ej. banda de secundaria), por lo que dejar el pago en manos del operador del sistema no introduce complicaciones adicionales.

Otro inconveniente de que los incentivos a la inversión sean parte de las tarifas de acceso es que cuando el incentivo a la inversión (actualmente gestionado por el operador del sistema) se incorpore a las tarifas de acceso, esto llevará a un incremento en dichas tarifas. En este sentido, cabe recordar que hay muchos consumidores que han firmado acuerdos con sus comercializadores en los cuales aceptan asumir los incrementos que se produzcan en las tarifas de acceso, pero no se benefician de las reducciones que se produzcan en los costes “de mercado”. Por lo tanto, el resultado de trasladar el incentivo a la inversión a los peajes será un incremento en el coste de suministro de los consumidores

20. En caso afirmativo, ¿debería la tarifa de garantía de potencia estar compuesta únicamente por términos de energía de horas llano y de horas de punta o potencia demandada en punta?

En primer lugar, es preciso advertir que, como ya se ha explicado, **el término de “potencia demandada en punta” tal y como se utiliza en Portugal es, en realidad, un recargo aplicado sobre la energía consumida en punta.** En efecto, la variable de facturación “potencia demandada en punta” se calcula en Portugal como la energía demandada en punta dividida por el número de horas en el periodo punta. Por lo tanto, se trata realmente de un cargo por energía (basta con multiplicar por el número de horas en punta, una constante).

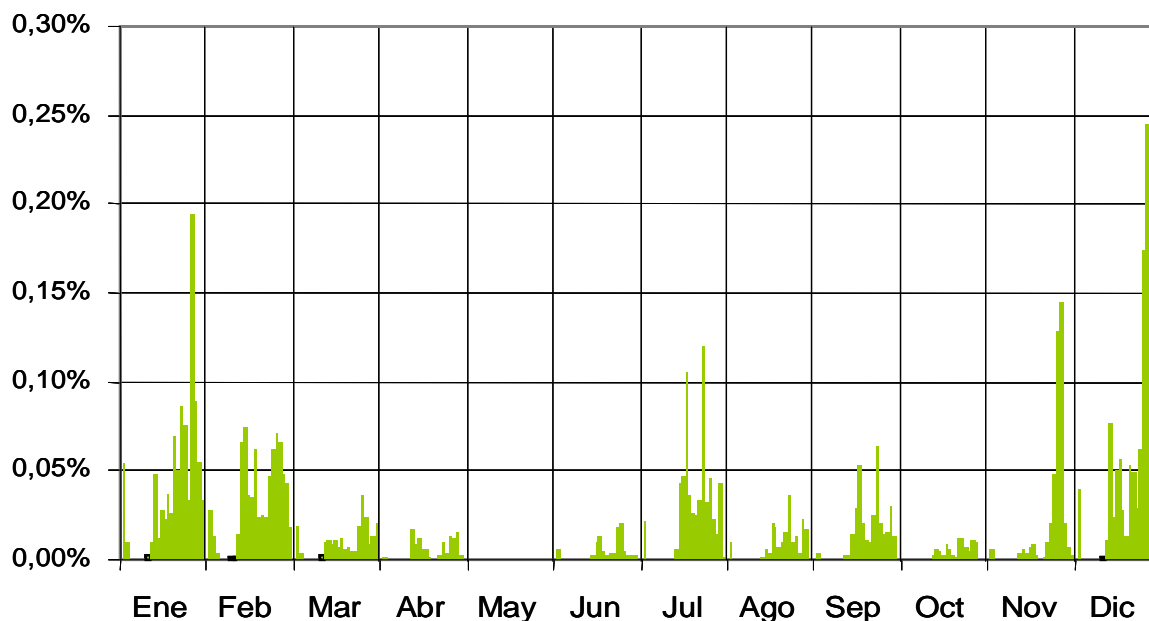
En cualquier caso, el coste de los incentivos a la inversión representa un coste de activos “lejanos” o “periféricos” en la terminología utilizada por ERSE. La capacidad de generación es, de hecho, un activo mucho más “compartido” que el coste de cualquier otra red. Como se explicaba en la respuesta a la pregunta 14, el coste de los activos lejanos/ periféricos/ compartidos debe ser repartido según la probabilidad de punta, de tal modo que, como ya se ha explicado, acaba siendo imputado como un coste de energía en punta.

21. ¿Considera adecuado establecer precios por garantía de potencia nulos en el período de valle?

Como ya se ha explicado, **el coste marginal de estos activos se reparte entre todas las horas** y distintas horas tendrán distintas probabilidades de punta y todas las horas (ya sean de punta, llano o valle) deberán soportar un coste algo mayor o menor.

El gráfico siguiente muestra la distribución temporal de la probabilidad de mayor uso de las centrales de generación térmica (a efectos de la imputación del coste del incentivo a la capacidad, el inductor de una mayor necesidad de inversión no es la demanda total, sino la demanda total minorada por la producción hidroeléctrica) para días laborables típicos de cada mes en el sistema eléctrico en España.

Gráfico 2. Probabilidad horaria de punta térmica en días laborables de cada mes



Como se observa en el gráfico, la probabilidad no es homogénea en horas de punta, llano y valle, sino que varía por mes. Por ejemplo, en el mes de mayo la probabilidad de punta no es significativa.

Por otra parte, cabe recordar que la determinación de las “horas valle” no puede realizarse sin haber realizado anteriormente un estudio de los costes marginales horarios, ya que la determinación de los periodos horarios consiste en agrupar aquellas horas con un nivel similar de costes marginales totales.

22. ¿Qué número de horas considera que debería estar exento del pago por garantía de potencia?

Ver respuesta a la pregunta 21.

23. ¿Cómo se puede garantizar que la inclusión de costes de interés económico general en las tarifas de acceso a redes no distorsione la equidad del sistema tarifario y los indicadores-precio transmitidos por las tarifas?

Como bien se dice en el documento de consulta estos costes no tienen un racional económico directamente ligado a las variables de consumo por lo que entendemos que deben repercutirse de forma que se minimicen las distorsiones sobre el consumo. Por lo tanto, la mejor forma es llevándolos a los Presupuestos Generales del Estado de cada país.

Si esto no fuera posible, la segunda alternativa más eficiente sería imputar estos costes en un término fijo por cliente, siempre que el monto no fuera tan importante como para distorsionar las decisiones de los clientes (por ejemplo, impedirles el acceso al suministro eléctrico). Preferiblemente, estos costes deberían repartirse entre las tarifas de gas y electricidad, para evitar distorsionar las decisiones de los consumidores en cuanto a sus fuentes de energía.

La tercera alternativa más eficiente (aunque menos eficiente que las propuestas anteriores) es su asignación sobre el resto de términos tarifarios de forma inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio (e.d. la metodología Ramsey), de cada cliente o grupo de clientes, minimizando las interferencias en las opciones de consumo de los clientes. En este caso, puede ser conveniente recordar que la metodología debe aplicarse considerando todos los costes del suministro, incluyendo los costes de energía, y no solamente los de las redes o los de determinadas actividades-

Por otra parte, cabe señalar que los reguladores eléctricos no deben tener en cuenta razonamientos de equidad, sino que tales consideraciones están limitadas al gobierno de la nación, y que las políticas redistributivas se llevan a cabo de forma mucho más efectiva a través de impuestos y políticas sociales o industriales. Si los reguladores intentaran adscribirse potestad sobre la equidad, estarían excediéndose en sus funciones y posiblemente interfiriendo con las políticas del Gobierno, reduciendo el bienestar social.

24. ¿Cuál es la mejor forma de asignar estos costes de interés económico general en función de su naturaleza?

Ver respuesta a la pregunta anterior. La naturaleza del coste no tiene relevancia a la hora de asignar costes no marginales de manera eficiente. Otra cosa es que determinados costes de interés económico sean, en realidad, costes marginales.

Por ejemplo, los objetivos de promoción de las energías renovables se definen como un porcentaje sobre el consumo total de electricidad. En este caso, por ejemplo, estos costes serían ocasionados por el consumo de energía y deberían repercutirse como un recargo fijo (e.d. sin discriminación horaria) sobre el término de energía de las tarifas.

25. ¿Cuál será la capacidad de respuesta de los distintos grupos de consumidores ante la existencia de precios de energía diferenciados en el tiempo, por períodos tarifarios? ¿Y qué tipo de respuestas se deberán potenciar?

La capacidad de respuesta depende del nivel de las tarifas, del grado de diferenciación en los términos tarifarios en distintos periodos horarios, del grado de sofisticación de los consumidores (no es lo mismo un gran consumidor industrial que uno doméstico), de la información que se dé a los consumidores, del equipamiento que tengan y del horizonte (cuanto más tiempo transcurra, más se adecuará el comportamiento de los consumidores a las señales de precios).

En este punto cabe resaltar la importancia del precio del mercado mayorista, donde actualmente el precio se fija al nivel de la última oferta de generación aceptada para atender la demanda y no, como sería correcto para reflejar el valor real de la electricidad, en el cruce de la oferta y la demanda. Asimismo, la existencia de un tope “instrumental” (180 €/MWh) muy inferior (en al menos un orden de magnitud) al valor de la energía no suministrada impide que el precio del mercado pueda refleje el valor real de la energía en situaciones de escasez, incentivando el despilfarro. Finalmente, la existencia de un incentivo a la inversión (especialmente mal diseñado) deprime el precio del mercado. Todos estos errores de diseño en el mercado mayorista deberían ser corregidos para asegurar que la capacidad de respuesta de los consumidores sea óptima.

26. ¿Cuál es la receptividad de los consumidores respecto a opciones tarifarias del tipo «precio en tiempo real»?

La respuesta depende del tipo de consumidor (industriales vs. domésticos), de los equipos instalados (contadores con telecontrol, aires acondicionados o calefacciones controlados desde el contador), del nivel que pueda alcanzar el precio del mercado (la respuesta será mayor si el precio puede alcanzar 5.000 €/MWh que si hay un tope en 180 €/MWh), etc.

27. ¿Cuántos períodos horarios deberán ser considerados en las tarifas de acceso?

En el caso de la definición de las tarifas integrales o de suministro de último recurso, una vez se han estimado los costes marginales horarios del suministro de electricidad, estos deben asignarse a periodos tarifarios por dos motivos: (a) porque los consumidores no serían capaces de distinguir y reaccionar a 8.760 niveles de precios horarios al año y (b) porque no todos los puntos de consumo disponen de contadores con lectura horaria.

En contraste, en el caso de la definición de tarifas de acceso, no es el consumidor sino el comercializador quien debe gestionar los distintos niveles de precios. Claramente, **el comercializador sí es capaz de distinguir y gestionar 8.760 niveles de precios horarios al año**, ya que de hecho ya gestiona el precio de la energía que adquiere en el mercado mayorista, el cual es diferente (además de incierto) para cada hora del año. Pretender proteger al comercializador de la variabilidad de los costes marginales horarios asociados con el acceso, agrupando horas en periodos tarifarios y estaciones tendría poca lógica, dado que éste ya hace frente a pagos horarios variables por la energía mayorista que adquiere.

La agrupación de horas en periodos y estaciones supone difuminar las señales de costes marginales horarios que percibe el consumidor, reduciendo los ahorros asociados con su gestión de la demanda. La agrupación en periodos y estaciones implica también el uso de perfiles de demanda, con las imperfecciones que eso implica. El hecho de no agrupar las tarifas de acceso en periodos horarios implicará que el comercializador podrá adaptar la definición de los periodos y estaciones de forma totalmente flexible a las preferencias y necesidades de cada consumidor de forma individualizada, maximizándose las señales a la eficiencia energética y los descuentos que el comercializador podrá ofrecer a sus clientes.

Por ello, en el caso de las tarifas de acceso, la agrupación de horas en periodos y estaciones sólo se justifica en el caso de los consumidores que no tengan contadores horarios. **Para los consumidores con contadores horarios podrían definirse, por ejemplo, tarifas con precios diferenciados para cada hora de días laborables, sábados y festivos en cada mes del año (e.d. 864 periodos al año).**

28. ¿En qué medida sería conveniente la determinación de períodos tarifarios diferenciados por nivel de tensión y entre las actividades de acceso a redes y de adquisición de energía eléctrica?

La aplicación de periodos horarios diferenciados por nivel de tensión en las tarifas de acceso puede tener sentido si la estructura de costes marginales totales horarios subyacentes así lo aconseja. Sin embargo, no tiene ningún sentido aplicar periodos tarifarios diferenciados entre tarifas por actividad ni entre tarifas de acceso y de adquisición de energía. No es en absoluto cierto, al contrario de lo que se afirma en el documento de consulta, que “*los períodos*

tarifarios que mejor permiten la adecuación de la estructura de precios a la estructura de los costes marginales tendrían que ser definidos para cada actividad.” Los periodos horarios deben definirse para el total de los costes marginales, y no para cada actividad por separado.

Las tarifas deben siempre tener en cuenta la capacidad de comprensión de los agentes. Si un agente es capaz de tener en consideración X periodos horarios, entonces todas las tarifas (de acceso y de energía) deben utilizar todos esos periodos horarios, para así trasladar las mejores señales horarias agregadas a los consumidores.

Una vez definido el máximo número de periodos horarios, la agrupación de horas en periodos y estaciones se realiza estimando la pérdida de bienestar que resulta de cada definición de periodos horarios y estaciones. Dicha pérdida de bienestar social viene originada por la diferencia, para cada hora, entre el coste marginal horario **total** (no por actividad) y el coste marginal total medio del periodo al cual se asigna dicha hora. Se aplica un proceso de prueba repetido en el que se modifican las horas que integran las definiciones de los diferentes periodos tarifarios, seleccionando aquella definición de periodos que, satisfaciendo los objetivos de comprensibilidad y factibilidad, produce la menor pérdida de bienestar social.

En cualquier caso, la definición de los períodos tarifarios consiste en la agrupación de las horas del año en diferentes estaciones (p.ej. verano e invierno) y periodos horarios dentro de cada día (p.ej. punta, llano y valle). **El criterio para agrupar las horas es que los períodos tarifarios deben incluir aquellas horas en las cuales los costes marginales totales (esto es, incluyendo el coste marginal de energía y de capacidad de generación) son similares.**

La definición de periodos tarifarios y de estaciones depende tanto de la variación en el nivel de costes marginales totales en cada mes como de las limitaciones en los equipos de medida y la necesidad de que la tarifa sea simple, para que los consumidores puedan entenderlos. Como consecuencia, puede ser apropiado definir estaciones más numerosas y complejas en el caso de los consumidores más sofisticados.

29. El actual conjunto de opciones tarifarias, ¿es el adecuado para la transmisión a los consumidores de señales económicas relativas al uso de las redes?

La existencia de distintas opciones tarifarias abre la puerta al oportunismo. Por ejemplo, un consumidor con un contador de dos periodos puede escoger entre la tarifa de dos periodos (si el perfil de consumo que se le aplicará con la tarifa de un periodo tiene más punta que el perfil real de consumo de ese consumidor) o la tarifa de un periodo (si el perfil de consumo que se le aplicará con la tarifa de un periodo es más plano que su perfil real de consumo). De este modo, la existencia de distintas opciones tarifarias facilita los abusos de consumidores que se aprovechan de los fallos en el diseño para obtener una subvención cruzada encubierta a costa del resto de consumidores.

Como se explicaba en la respuesta a la pregunta 27, para los consumidores con contadores horarios podrían definirse tarifas de acceso con precios diferenciados para cada hora de días laborables, sábados y festivos en cada mes del año (e.d. 864 periodos al año). De este modo, no es preciso que el regulador defina los conjuntos de opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a los consumidores, sino que serán los comercializadores los que libremente definan las opciones tarifarias según las necesidades de los consumidores. Si, como se propone, se utilizan tarifas diferenciadas por hora, no habrá margen para el

oportunismo, ya que los consumidores pagarán siempre por los costes que ocasionen, sin subvenciones encubiertas.

Asimismo, podría ser útil ofrecer la opción de tarifas de tipo “critical peak pricing”, con periodos horarios de superpunta móviles, o de tipo “real time pricing”.

30. El actual conjunto de opciones tarifarias existente, bien en España, bien en Portugal, ¿responde correctamente a las necesidades de los consumidores?

No, ya que las tarifas no tienen precios diferenciados para cada hora de días laborables, sábados y festivos en cada mes del año. De este modo se están distorsionando las señales de costes, y limitando tanto las opciones de los consumidores como la capacidad de los comercializadores de ofrecer tarifas ajustadas a cada consumidor. No obstante, puede tratarse de un mal inevitable, si sus contadores no son suficientemente sofisticados.

31. ¿Qué tipo de diferenciación del nivel de servicio puede ser concebido en cada segmento de consumidores?

Si por “nivel de servicio” se hace referencia a la calidad del servicio de distribución, plantear diferentes niveles de servicio para distintos segmentos de consumidores resulta poco viable en las condiciones actuales. Si por “nivel de servicio” se hace referencia a la calidad del servicio de comercialización, no es preciso que el regulador intervenga en esta materia.

6. Tarifas de Venta a Clientes Finales del Comercializador de Último Recurso

En esta sección se plantean preguntas relativas a las tarifas de venta a clientes finales del comercializador de último recurso, lo cual no parece encajar con el alcance de la presente consulta que, según tanto el título (“*Armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes*”) como la introducción (“*el presente documento pretende orientar el debate sobre la armonización de metodologías de cálculo de las tarifas de acceso en el MIBEL*”) versa sobre las tarifas de acceso y no sobre tarifas finales ni de último recurso, sobre todo dado que **la metodología para el establecimiento de tarifas eléctricas ya fue objeto de consulta por la CNE hace apenas seis meses.**

32. ¿Cómo se deben calcular las tarifas de los comercializadores de último recurso?

A continuación, en respuesta a esta pregunta se reproduce íntegramente la respuesta aportada sobre esta misma cuestión en la consulta realizada por la CNE hace seis meses.

Sobre la naturaleza de las tarifas de último recurso

Con el fin de poder responder a las preguntas planteadas, y evitar confusiones, es preciso en primer lugar aclarar la naturaleza de las tarifas de último recurso.

La reciente adaptación de la Ley 54/1997 a la normativa comunitaria ha establecido la desaparición de las tarifas integrales reguladas de suministro de electricidad y de gas, al tiempo que se introducen tarifas de último recurso (TUR) con el fin de proteger a los clientes domésticos y, opcionalmente, a las pequeñas empresas. No obstante, la obligación de protección establecida en la normativa europea no requiere el establecimiento de TUR sino que dicha protección puede asegurarse mediante la libre competencia, tal y como prueba la experiencia de países tales como el Reino Unido.

De estas consideraciones surgen tres conclusiones que afectan al diseño de dichas tarifas:

- § Mientras que las tarifas integrales son tarifas concebidas para el suministro habitual de los consumidores, las TUR son tarifas concebidas como mecanismo de protección, principalmente para el suministro ocasional de consumidores que no disponen de comercializador.
- § Las TUR se diferencian de los contratos de suministro que libremente comercializadores y clientes acuerdan en el mercado liberalizado por un hecho crucial:
 - los agentes responsables de gestionar las TUR están obligados a suministrar a todo cliente que decida acogerse a dichas tarifas, pero
 - los comercializadores libres tienen libertad para establecer su estrategia comercial y “gestionar” el volumen de demanda que atiende (evitando así el riesgo de tener que suministrar un volumen de demanda superior al que esperaban justo en un momento de precios elevados).
- § Las TUR tienen vocación de tarifas de carácter transitorio que no deben interferir con el desarrollo de la competencia, como mejor garante de los derechos de los consumidores.

Asimismo, entendemos que la voluntad regulatoria es que la energía deje de ser un “coste reconocido” sino que simplemente el regulador calcule la TUR con un nivel suficiente para que los comercializadores de último recurso (CUR) puedan gestionar ellos mismos la compra de la energía necesaria para atender el suministro a los consumidores acogidos a la TUR.

No obstante, en ese escenario los comercializadores probablemente sean reacios a aceptar ser CUR ya que asumirían el compromiso de vender a un precio determinado por el regulador, sin garantías absolutas de que dicho precio sea adecuado. Por ello, será necesario establecer una metodología objetiva y consensuada para fijar la TUR, que incluya un margen comercial “objetivo” que compense a los CUR por los costes y riesgos que asuman. Además, deberá permitirse que cualquier comercializador pueda optar libremente por ser o dejar de ser CUR en cualquier momento (con las salvaguardas administrativas necesarias de preaviso, etc.), estableciendo los mecanismos oportunos de asignación de consumidores en tal situación.¹³

Dada la complejidad de reasignar prácticamente 20 millones de abonados el 1 de enero de 2009, podría contemplarse distintos enfoques para la asignación en esa fecha (p.ej. a la comercializadora vinculada a la distribuidora) y otra para asignaciones posteriores de consumidores cuyo comercializador abandona el mercado (p.ej. asignándolos de forma

¹³ Otra alternativa sería fijar el margen de los CUR mediante una subasta competitiva, en cuyo caso los comercializadores se comprometerían a ejercer como CUR pero con la mayor protección jurídica derivada de la realización de la subasta.

rotatoria si no especifican un CUR) o consumidores en el mercado que deciden volver a la TUR (en cuyo caso deberá determinarse si pueden o no escoger un CUR o si se les asignará uno por defecto).¹⁴ En efecto, una transferencia masiva de abonados el 1 de enero de 2009 probablemente llevaría a errores de facturación de una forma tan masiva que generaría desconfianza entre los consumidores con respecto al ejercicio de la elegibilidad, perjudicando el desarrollo futuro de dicho mercado.

Para asegurar que los márgenes de los CUR no se vean expuestos a riesgo regulatorio a causa de una mala estimación de los costes y riesgos que tal suministro de energía entraña, el precio de la TUR deberá basarse en el precio de contratos modulados de tipo “*full requirement*”¹⁵ celebrados para el suministro de la demanda acogida a la TUR. Podría exigirse a los CUR a adquirir el 100% de sus necesidades de energía bajo este tipo de contratos, o quizás establecer un mínimo de cobertura mediante este tipo de contratos y dejar a los CUR la opción de gestionar libremente el resto de compras.

Cabe señalar que en los contratos modulados de tipo “*full requirement*”, los vendedores (típicamente generadores) son los que asumen el riesgo de volumen. Crucialmente, en el caso de los contratos para el suministro de último recurso, el riesgo de volumen proviene no solamente de las fluctuaciones normales en la demanda, sino también del trasvase de consumidores entre el suministro de último recurso y el mercado, **el cual depende de la relación entre la tarifa de último recurso y las tarifas de acceso**. Por lo tanto, para que los generadores pudieran estimar dicho riesgo de volumen y ofrezcan contratos “*full requirement*” en la subasta con unas primas “contenidas”, deberían poder estimar dicho trasvase de forma razonable. No obstante, para realizar tal estimación necesitarían (a) disponer de datos de energía y potencia detallados por subgrupos de consumidores dentro de cada tarifa,¹⁶ con una antelación de varios meses para poder analizarlos, y (b) conocer con certeza cómo se incorporará el precio de la subasta en la TUR.

Sin embargo, actualmente no existe dicha metodología, por lo que las ofertas de contratos “*full requirement*” y, a menos que se empiece de forma inmediata a recoger los datos que necesitan los vendedores para realizar sus previsiones de paso de consumidores de una tarifa a otra, los vendedores no podrán realizar análisis del comportamiento probable de los consumidores. El resultado es que las ofertas de contratos “*full requirement*” podrán incorporar una prima muy significativa, encareciendo de forma innecesaria el suministro de último recurso.

En estas condiciones, y para minimizar el tamaño de la prima que ofrecerán los generadores, las subastas deberán ser por horizontes lo más cortos posibles. Afortunadamente, esto encaja con la propuesta de que la TUR se revise mensualmente (para evitar que la TUR interfiera

¹⁴ En el caso de consumidores que voluntariamente abandonan el mercado y retornan a la TUR,

¹⁵ Los contratos “*full requirement*” son contratos (de naturaleza generalmente financiera) en los cuales el volumen de energía cubierto se fija *ex-post* sobre la base del consumo real del comprador. Dicho contrato puede referirse exclusivamente al coste de la energía en el mercado diario o referirse al precio final, incluyendo incluso el pago por potencia a los generadores. En el caso de los CUR, sería deseable que se refirieran al precio final, para evitar tener que realizar estimaciones que pudieran resultar erróneas y alterar de forma aleatoria el margen de los CUR.

¹⁶ No es suficiente conocer los datos de demanda del consumidor medio, sino también por tamaño y por factor de utilización.

con el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, donde los comercializadores ofrecen cobertura de riesgos en horizontes más amplios), ya que implica que las subastas deberían tener un horizonte asimismo mensual. Con este horizonte, ni la falta de metodología ni de datos sobre los consumidores será un grave problema para los generadores participantes en la subasta de contratos “*full requirement*” ya que en un horizonte mensual es poco probable que pudiera haber grandes trasvases de consumidores entre la TUR y el mercado libre.

Por todo ello, interpretamos que **la TUR es un precio máximo fijado por el regulador sobre la base del precio resultante de subastas para la adquisición de contratos modulados de tipo “*full requirement*” por los CUR.** En estas condiciones, y al tratarse de un precio máximo, no habría un reconocimiento ex-post de los costes de los desvíos en los que hayan incurrido los comercializadores de último recurso, de modo que el margen de los CUR podría estar sujeto a riesgo (en la medida que optaran por no cubrir el 100% de su energía bajo contratos “*full requirement*”).

Sobre el procedimiento a través del cual deben adquirir la energía los comercializadores que asuman las obligaciones de suministro de último recurso

El modo de adquisición de la energía está ligado a la concepción que, desde el regulador, se tenga sobre la naturaleza de la TUR.

Por los motivos antes señalados, la concepción más coherente de la TUR es que se trate de una tarifa que simplemente asegura la continuidad del suministro a los consumidores, **sin ninguna pretensión de que bajo la TUR se realice ninguna gestión comercial más allá del suministro, facturación y cobro.**

Bajo esta concepción, el consumidor que deseara estabilidad en sus precios o una gestión activa de los riesgos que su suministro supone, podría simplemente acudir a los comercializadores libres que operen en el mercado minorista.

Como ya se ha explicado, los CUR podrán asegurar la cobertura de riesgos (de precio y volumen) mediante la adquisición de contratos “*full requirement*” en un procedimiento de subastas.

Cabe señalar que los contratos mayoristas “*full requirement*” son contratos típicamente financieros, ya que si fueran físicos cada uno de los generadores debería prever la demanda de cada uno de los comercializadores por separado para presentar sus ofertas en el mercado spot. Esto pondría a los pequeños generadores en situación de desventaja competitiva con respecto a los grandes, reduciéndose la presión competitiva en la subasta y resultando en un mayor coste de suministro para los consumidores adscritos a la TUR. De hecho, en la medida que la previsión de la demanda de SUR por una diversidad de generadores resultara en una peor previsión de la demanda en el mercado diario, la gestión del sistema y la seguridad de suministro podrían verse perjudicadas. Si, por el contrario, los contratos “*full requirement*” son de tipo financiero, como se hace habitualmente, son los CUR los que realizan y presentan al mercado las previsiones de demanda, con lo que se maximiza la presión competitiva en la subasta, y se asegura un despacho óptimo y de mínimo coste, en beneficio de los consumidores.

Por lo tanto, los CUR adquirirán cobertura mediante contratos financieros de tipo “*full requirement*” adquiridos mediante un procedimiento de subastas. Estos contratos se liquidarían por diferencias con respecto al precio final de la energía en el mercado diario. Para el suministro “físico”, los CUR deberán presentar ofertas de adquisición de energía en el mercado spot por la totalidad de su demanda prevista bajo suministro de último recurso. De este modo, las CUR tendrán incentivos a presentar la mejor previsión de su demanda en TUR.

Sobre la proporción del suministro de último recurso que debería adquirirse en el mercado diario de energía eléctrica y en las subastas CESUR

Desde una perspectiva “mecánica”, el 100% de la energía podrá ser adquirida mediante contratos “*full requirement*” financieros (puede dejarse a los CUR la opción de asegurar un menor nivel de cobertura, por su propia cuenta y riesgo), pero el 100% de la energía asociada al suministro de último recurso seguiría siendo también adquirida “físicamente” en el mercado spot, ya que los contratos serán financieros. Sin embargo, desde una perspectiva de “cobertura de riesgos”, con un 100% de cobertura en contratos “*full requirement*”, el 100% del coste de la energía vendría determinado por los contratos y el CUR no estaría expuesto al riesgo de fluctuaciones en el mercado spot.

No obstante lo anterior, puede ser deseable fijar un objetivo menos ambicioso sobre el nivel de contratación dependiendo de la percepción que exista sobre el volumen de contratos que se puede adquirir a plazo (en el OMIP o mediante subastas) sin toparse con riesgo de falta de presión competitiva en la oferta.

Por lo tanto, en respuesta a la pregunta planteada sobre la proporción del suministro de último recurso que debería adquirirse en el mercado diario de energía eléctrica y en las subastas CESUR, **hasta un 100% de la energía podría estar cubierta por contratos de tipo “*full requirement*”, y un 100% de la energía debería ser adquirida en el mercado diario gestionado por el OMEL.**

Otra pregunta relacionada tiene que ver con si es preferible adquirir los contratos en el mercado a plazo gestionado por el OMIP o mediante subastas de tipo CESUR (e.d. de reloj y precio descendente), la respuesta es que dependerá de la percepción que exista con respecto a la denominada “maldición del ganador”, la cual a su vez depende de la confianza que los agentes tengan con respecto a su valoración del contrato objeto de subasta. Las subastas actualmente gestionadas por el OMIP no resuelven el problema de la maldición del ganador, por lo que su formato no es adecuado si existe la percepción de que existe una incertidumbre significativa sobre la valoración del contrato objeto de subasta.

Cabe señalar que a medida que los agentes adquieran experiencia en la valoración de contratos “*full requirement*” para el SUR, la importancia de la “maldición del ganador” irá en declive. Por ello, inicialmente es preferible que dichos contratos sean adquiridos mediante una subasta de tipo CESUR (cuyo diseño está especialmente concebido para minimizar el riesgo de la maldición del ganador), mientras que a medio plazo puede resultar preferible recurrir al mercado a plazo gestionado por el OMIP (o cualquier otro procedimiento de subasta de sobre cerrado, con curva de oferta, cuyo coste de gestión sea menor).

En caso de considerarse necesarias, ¿qué formato (modulación, plazos) deben tener estas adquisiciones en las subastas?

Ya se ha comentado que los contratos deben ser de tipo “*full requirement*” financiero, y con el mismo horizonte que el de fijación de la TUR (e.d. mensual).

Con respecto a la posibilidad de mezclar contratos de distintos tipos, ésta es una práctica que debe evitarse. Para ilustrar el problema, imaginemos que se adquieren contratos de tipo “base” y contratos de tipo “resto” (donde el volumen del “resto” se determina como la demanda real menos la cantidad contratada en el contrato de “base”), y que estos contratos tienen un precio de 30 €/MWh y 60 €/MWh respectivamente. ¿Qué precio se utilizaría para la TUR? Aunque es posible, evidentemente, calcular una media ponderada de ambos precios sobre la base de una previsión de la demanda, la proporción real de energía que se suministraría en uno y otro tipo de contrato podrá ser diferente de la prevista, y podría producirse una sobre-recaudación o infra-recaudación. De hecho, puede incluso existir un sesgo sistemático en perjuicio de los CUR cuyos consumidores tengan un perfil más apuntado que la media, lo cual sería inaceptable. Por ello, debe celebrarse un único tipo de contrato, con un único precio para toda la energía, y éste debe ser de tipo “*full requirement*”.¹⁷

Por lo tanto, los contratos objeto de subasta deben ser:

- § **única y exclusivamente de tipo “*full requirement*” financiero,**
- § **con el mismo horizonte que el de fijación de la TUR (e.d. mensual) y**
- § **por un volumen que puede alcanzar el 100% de la energía en el suministro de último recurso (dejando la decisión sobre el volumen exacto de cobertura al libre albedrío de los CUR).**

Describe la metodología para trasladar el coste de la energía a la tarifa de último recurso

Dado el principio de eficiencia que debe regir en el diseño de las tarifas, la metodología para trasladar el coste de la energía a la TUR no puede ser sino sumar el coste esperado de la energía a la tarifa de acceso asociada al SUR.

Como ya se ha explicado, el coste esperado de la energía en la TUR no se corresponde con el precio esperado de la energía en el mercado sino que es mayor. El motivo es que cuando el consumidor es elegible, tenderá a negociar su suministro en el mercado liberalizado cuando el precio esperado en el mercado mayorista sea bajo y volver a la TUR cuando el precio esperado en el mercado sea alto. Por tanto, **el coste de la energía en la TUR se corresponderá con el precio que se espera en el mercado mayorista cuando los consumidores optan por el suministro regulado, o en otras palabras, cuando dicho precio es elevado.** Este es el precio que afloraría en la subasta si los generadores ofertaran contratos “*full requirement*”, ya que estimarían que el volumen de energía que deberán suministrar bajo

¹⁷ Esto implica que no deberá obligarse a las CUR a adquirir contratos en el OMIP.

dicho contrato será mayor cuanto más alto sea el precio spot, y menos “atractivas” sean las ofertas de los comercializadores en el mercado liberalizado.¹⁸

El coste de la energía a trasladar será el coste por kWh de los contratos “full requirement” que se firmen para el suministro en TUR. Se trata de un único coste por kWh, que deberá incrementarse por el factor de pérdidas aplicable.

Asimismo, cabe señalar que podría ser deseable añadir un recargo adicional sobre la tarifa de acceso y el coste de la energía (y costes de gestión comercial) en la medida que se considere que los consumidores en la TUR son más inelásticos al precio que los consumidores en el mercado libre (por aplicación de la metodología de Ramsey al desfase recaudatorio potencial).

La consideración de una mayor imputación de costes no marginales o de un coste esperado de la energía en la TUR superior al precio esperado en el mercado (recuérdese que los comercializadores libres no se enfrentan al riesgo de tener que admitir consumidores cuando el precio spot sube, por lo que su coste esperado es menor que el coste de suministro en la TUR) probablemente tenga como resultado un “hueco” entre la tarifa de acceso y la TUR que limita la interferencia de la TUR con el mercado minorista libre. Sin embargo, debería comprobarse que la TUR no interfiera con el desarrollo de la competencia en el mercado minorista libre.

En cualquier caso, para que un CUR suministre bajo la TUR a un consumidor con derecho a acogerse a ella, será preciso que dicho consumidor ejerza dicho derecho **de forma fehaciente** (excepto cuando desaparezca la tarifa integral o pierda su suministro en el mercado libre).

Sobre la estructura tarifaria más adecuada para trasladar el coste de la energía a la tarifa de último recurso

Antes de poder responder a cómo trasladar el coste de la energía a la estructura tarifaria, es preciso determinar cuantas TUR habrá.

En una primera aproximación, la respuesta podría parecer ser que deben existir tantas TUR como tarifas de acceso haya para los consumidores con derecho a TUR.¹⁹ Sin embargo, si el objetivo de la TUR no es proporcionar el suministro habitual, sino una protección que asegure la continuidad del suministro para los consumidores que no hayan escogido aun comercializador, cuyo contrato haya vencido sin renovarlo o cuyo comercializador haya desaparecido, entonces basta con que exista una única TUR basada en la tarifa de acceso de los consumidores de BT de menor consumo (exceptuados los subvencionados).²⁰ De este

¹⁸ Este problema no afecta a los comercializadores del mercado libre. En efecto, estos comercializadores pueden negarse a extender contratos con consumidores finales o incluso llegar a cancelar dichos contratos antes de su vencimiento si el precio del mercado mayorista se incrementa en demasía. Al contrario que los comercializadores en el mercado libre, los CUR no tienen la libertad de rechazar consumidores o cancelar contratos.

¹⁹ Si se desea mantener una TUR subvencionada para los consumidores de baja renta y potencia contratada inferior a 750 W, será necesario presentar una solicitud a la Comisión Europea para que lo permita en tanto que obligación de servicio público.

²⁰ Para evitar que una eventual subvención a los consumidores más pobres pueda inducirles a un consumo ineficiente, sería preferible que la subvención se materializara mediante un “bono” que permitiera a los consumidores que se determinara como “pobres” o “necesitados” (e.d. los que precisan de ayudas eléctricas por motivos de salud, tales como respiradores) obtener hasta un cierto número de kWh de forma gratuita. Estos bonos podrían ser entregados a los

modo, **se deberá mantener una única TUR, y ésta no deberá tener ningún tipo de discriminación horaria**, de forma que los comercializadores libres puedan atraer consumidores realizando ofertas ajustadas para aquellos consumidores con capacidad de modular su consumo (p.ej. no parece tener mucho sentido que exista una TUR “nocturna”).

El coste de la energía debe sumarse al término de energía (kWh) de la TUR, incrementado por los factores de pérdidas.

Sobre el calendario de aplicación de la tarifa de último recurso y el criterio que se plantea para determinar qué consumidores tendrán derecho a acogerse a la tarifa de último recurso

Como ya se ha expresado, la TUR tiene vocación transitoria, ya que dejará de tener sentido una vez el mercado minorista se haya desarrollado y el regulador reconozca que la presión competitiva en el mercado protege, de manera razonable, a los consumidores. (No obstante, siempre será necesario que exista un mecanismo para asegurar el suministro a los consumidores que dejen de tener comercializador, pero este mecanismo puede pasar simplemente por la reasignación del cliente a otro comercializador, a la tarifa estándar de dicho comercializador, o mediante un procedimiento concursal si el número de consumidores es elevado.)

Por lo tanto, el criterio para la aplicación de la TUR y el criterio que se plantea para determinar qué consumidores tendrán derecho a acogerse a la TUR pueden simplemente estar ligados al desarrollo de la competencia en el mercado minorista, posiblemente discriminando entre segmentos de clientes (empresas o domésticos, o segregados por la potencia contratada) para evitar mantener la TUR innecesariamente, ya que dicha tarifa inevitablemente obstaculizará en el normal funcionamiento del mercado minorista.

Así, podría ser conveniente establecer unos criterios de competencia para determinar cuándo dejara de existir las TUR. Con fines meramente ilustrativos, estos criterios podrían ser que la tarifa desaparecerá cuando, en los tres meses anteriores:

- § el volumen de energía de ese segmento de clientes en la TUR se sitúa por debajo del 25% (lo cual señalaría que los consumidores ya no ven la TUR como la alternativa habitual de suministro) y o bien (a) el HHI (excluyendo la energía suministrada bajo TUR) de la comercialización en ese segmento se sitúa por debajo de 2000 o bien (b) ningún comercializador tenga más del 25% del volumen de energía de ese segmento de clientes en el mercado libre, o
- § el volumen de energía de ese segmento de clientes en la TUR se sitúa por debajo del 25%, y más de un 50% de los consumidores en el mercado libre han cambiado de comercializador al menos 2 veces (lo cual señalaría que si un comercializador libre

consumidores por la seguridad social, y éstos se los trasladarían a sus comercializador para obtener el descuento oportuno en su factura.

pretendiera fijar precios superiores a los de la competencia, los consumidores lo abandonarían).^{21,22}

Sobre otras cuestiones relativas al SUR

Si así lo desean, los CUR deben poder realizar ofertas a precios superiores a la TUR a consumidores con derecho a cogerse a la TUR. Esto no desvirtúa la función “protectora” de la TUR ya que los consumidores solamente optarán por dichas ofertas si implican un mejor servicio o un menor coste esperado (ya que el horizonte de revisión del precio del contrato libre puede ser distinto al horizonte de revisión del precio de la TUR).

Impedir que los CUR vendan su energía a consumidores con derecho a acogerse a la TUR a un precio superior al de la propia TUR atrofiaría el desarrollo de la competencia en el mercado minorista ya que implicaría que la única estrategia comercial viable en el mercado libre para los CUR sería ofrecer un descuento sobre la TUR, pero *con la misma estructura y frecuencia de revisión de los precios que en la TUR*. Así, si la TUR se revisa mensualmente, un CUR no podría ofrecer un precio fijo revisable anualmente, incluso si éste fuera un tipo de contrato valorado por los consumidores, ya que se encontraría con que en los meses de precios bajos estaría cobrando un precio superior a la TUR, infringiendo la normativa. Esto supondrá que:

- § los comercializadores mejor situados competitivamente optarán por no ser CUR (para que no se restrinja su libertad comercial), y solamente estarán dispuestos a suministrar a los consumidores SUR los comercializadores peor cualificados (en detrimento de dichos consumidores), o
- § si los comercializadores mejor situados competitivamente optan por ser CUR (porque no creen que la TUR vaya a dejar suficiente hueco para permitir el desarrollo del mercado minorista), su estrategia comercial estará coartada por el diseño de la TUR y no podrán ofrecer todo el abanico de opciones que de otro modo podrían ofrecer. Solamente podrán realizar tales ofertas a los consumidores en el mercado libre los comercializadores peor cualificados (con lo que, inevitablemente, la oferta será peor, en detrimento de dichos consumidores).

33. ¿Cuál deberá ser el papel del comercializador de último recurso (definir precios, agente, posibles restricciones a la comercialización de otros productos, etc.)?

²¹ Mientras que en el punto anterior las referencias de cuotas del 25% y HHI de 2000 provienen de directrices de la Comisión Europea, los valores utilizados en este punto (“un 50% de los consumidores en el mercado libre han cambiado de comercializador al menos 2 veces”) no tienen un sustento en la práctica habitual ni analítico, por lo que deben interpretarse como ilustrativos.

²² Es importante no interpretar la tasa de cambio de comercializador como un indicador *necesario* de la presión competitiva. Una elevada tasa de cambio señalaría que si un comercializador libre pretendiera fijar precios superiores a los de la competencia, los consumidores lo abandonarían, impidiendo que un comercializador abuse. Sin embargo, la existencia de una tasa de cambio reducida puede reflejar, sencillamente, que los comercializadores compiten de forma agresiva y que por ello para los clientes no ofrece grandes ventajas cambiar de suministrador (sobre todo si el coste del suministro es bajo). Por ello, la observación de una elevada tasa de cambio puede interpretarse como un indicador *suficiente*, pero no *necesario*. Ese es el motivo de que se planteen dos conjuntos de condiciones *alternativas* para la eliminación de la TUR: uno basado en índices de concentración y cuotas de mercado, y otro basado en la tasa de cambio de los consumidores.

La normativa debería especificar simplemente que los CUR tendrán la obligación de ofrecer, dentro de su abanico de posibles contratos, la TUR definida por el regulador. No debería haber otras obligaciones o limitaciones, ya que redundarán en ineficiencias que finalmente se trasladarán a los consumidores. Tales obligaciones o limitaciones solamente deberán imponerse si se aprecian problemas, y en tal caso deberán imponerse solamente para resolver esos problemas, y no con el fin de poner a las empresas ya existentes en una posición de desventaja competitiva.

34. ¿Cuáles son las condiciones esenciales para asegurar la transparencia e igualdad de trato entre comercializadores y operadores de redes, en el ámbito de sus relaciones y en la aplicación de tarifas de acceso a redes?

Las limitaciones existentes (separación jurídica, acceso a la base de datos, etc.) parecen suficientes para asegurar la transparencia e igualdad de trato.

35. ¿Cómo promover la información de los consumidores de comercializadores de último recurso en relación al pago de las tarifas de acceso a redes, en igualdad de trato con los restantes comercializadores?

No hay necesidad de dar información alguna a los consumidores sobre las tarifas de acceso, y mucho menos sobre tarifas por actividad que distorsionan la capacidad de las tarifas de dar señales eficientes.

Cabe preguntarse cuantas consultas han recibido ERSE o la CNE de consumidores interesados por el nivel de las tarifas de acceso implícitas en las tarifas integrales o finales. La respuesta es probablemente “ninguna”. Del mismo modo que cuando los consumidores no pregunta por el coste del transporte implícito en el precio de una televisión, un sofá, unos pantalones o un tomate, no tienen interés en que el comercializador les descomponga la tarifa eléctrica en distintos componentes de coste.

Si las tarifas de acceso reflejan los costes (algo que garantizará el regulador y la aplicación de la metodología tarifaria), los precios finales reflejarán los costes por el mero proceso competitivo, mientras que las tarifas de último recurso reflejarán los costes porque su nivel será fijado por el regulador.

36. ¿Qué instrumentos deberán utilizarse para garantizar la transparencia de las facturas de los comercializadores de último recurso?

No hay necesidad de “instrumentos” para “garantizar la transparencia de las facturas de los comercializadores de último recurso”. Los comercializadores de último recurso serán como cualquier otro comercializador salvo por el hecho de que tendrán la obligación de ofrecer también la tarifa de último recurso que fije el regulador. Si los consumidores desean más información o transparencia, podrán solicitarlo al comercializador y, si éste no le responde satisfactoriamente, acudir a otro comercializador de último recurso que le responda como lo desea.

Quizás la única restricción para asegurar que la presión competitiva asegura la transparencia es que las tarifas de último recurso dejen un margen comercial adecuado. De otro modo, ningún comercializador querrá atender las peticiones de los consumidores de último recurso.

37. ¿Cómo podrán adecuarse las tarifas de los comercializadores de último recurso a las variaciones en la estructura de precios de las tarifas de acceso a redes?

La tarifa de último recurso debe calcularse partiendo de la tarifa de acceso correspondiente, por lo que si varía la estructura de precios en la tarifa de acceso, la tarifa de último recurso deberá también ajustarse para reflejar íntegramente esas variaciones.

38. ¿Sobre qué agentes deben recaer las obligaciones de servicio público y cómo debe ser financiado el sobrecoste de estas obligaciones?

El documento de consulta no explicita cuales son las “obligaciones de servicio público” a las que hace referencia.

Si las obligaciones de servicio público se refieren a la tarifa social o el descuento por “tramo gratis” correspondiente a los primeros 12,5 kWh/mes), dicho coste debería ser soportado por las administraciones locales o nacionales (ayuntamientos, seguridad social, etc.). Dichas entidades pueden reembolsar a los consumidores el coste de su factura eléctrica o entregar un bono que los consumidores podrán utilizar para pagar su factura (y que las empresas eléctricas presentarían para su pago por las administraciones).

7. Transparencia

En esta sección, el documento de consulta afirma que *“la transparencia se consigue tanto a través de la publicación de las metodologías de cálculo de los costes y precios regulados, de los procedimientos de contratación y reglas de participación en el mercado, como a través de la garantía de acceso para todos los agentes a la misma información en condiciones de igualdad”*.

Los reguladores deberían también considerar que la transparencia se consigue, muy especialmente, si el regulador razona y justifica todas sus decisiones de forma que puedan ser replicables y predecibles, y presenta sus conclusiones y respuestas a los comentarios presentados en el transcurso de procedimientos de consulta pública.

8. Otros Aspectos

39. ¿Cómo conciliar el principio de un mercado único, el MIBEL, con el mecanismo CBT a nivel europeo? ¿El espacio ibérico debe ser tratado como un único mercado a efectos del CBT?

El mecanismo CBT pretende imputar a cada país los costes que ocasiona y retribuirle por los costes que soporta. Considerar el espacio ibérico como un único mercado a efectos del CBT

supondría difuminar esa señal, de modo que, por ejemplo, los consumidores españoles estuvieran subvencionando a los portugueses.

Este problema podría resolverse si existiera un mecanismo de liquidaciones entre España y Portugal que replicara lo que cada uno hubiera debido pagar o hubiera recibido del CBT si los dos mercados se hubieran considerado por separado. No obstante, en tal caso no se habría conseguido nada tratando el espacio ibérico como un único mercado.

Por lo tanto, no tiene sentido considerar el espacio ibérico como un único mercado a efectos del CBT.

40. ¿Considera adecuada la incorporación del coste de gestión de la demanda de los consumidores en el mercado como un costo de acceso?

La gestión de la demanda se utiliza en sustitución de capacidad de generación. Los costes derivados de la gestión de la demanda deben ser tratados de forma homologa al tratamiento de los incentivos a la inversión en capacidad de generación.

41. ¿Que variable de facturación considera más adecuada para la facturación de este componente de coste?

Como ya se ha explicado en las respuestas a las preguntas 19 y 20, el incentivo a la inversión en capacidad de generación se debe recuperar por medio de un cargo por energía (aplicando el coste marginal a la probabilidad de punta de cada hora). Por otra parte, como se ha explicado en la respuesta a la pregunta 40, los costes derivados de la gestión de la demanda deben ser tratados de forma homologa al tratamiento de los incentivos a la inversión en capacidad de generación.

Por lo tanto, la variable de facturación que se considera más adecuada para la facturación del coste de gestión de la demanda de los consumidores en el mercado debe ser por medio de un cargo por energía, aplicando el coste marginal de la gestión de la demanda a la probabilidad de punta de cada hora.

42. ¿Deberían los costes de gestión del sistema imputarse en su totalidad a los agentes de mercado que se desvían o deberían imputarse únicamente los costes de gestión del sistema relacionados con los costes variables de compensación de desvíos?

La cuestión clave aquí es la identificación de los inductores de los costes de gestión del sistema. Cabe distinguir dos tipos de coste: los costes de energía y los costes de banda (de secundaria).

Claramente, el coste de energía debe ser imputado o pagado a los consumidores que se desvían (si el consumidor se desvía en un sentido que favorece el equilibrio del sistema, recibe dinero por ese servicio, incluso si lo ha hecho de forma no intencionada).

La imputación del coste de banda es algo más complejo. Entendemos que el inductor del nivel de banda de reserva que el operador del sistema desea contratar depende de la variabilidad observada en el pasado dentro de cada periodo horario. Se trata, por lo tanto de estimar la contribución de cada consumidor o tipo de consumidor a la variabilidad de la

demanda agregada. El ratio de la covarianza de la demanda del consumidor (con respecto a la demanda total del sistema) dividida por la varianza de la demanda del consumidor representa la medida de esta contribución. El coste de la banda se debe imputar sobre la demanda de energía de cada consumidor ajustada por la mejor estimación de dicho ratio. Más concretamente, sería:

$$Coste_{i,h} = \frac{Cov(D_i, DS)}{Var(DS)} \times \frac{CTBS_h}{DS_h} \times D_{i,h}$$

Donde:

$Coste_{i,h}$ es el coste marginal por banda de secundaria imputable al consumidor i en la hora h

$Cov(\dots, \dots)$ es la covarianza de dos variables

$Var(\dots)$ es la varianza de una variable

$D_{i,h}$ es la demanda de energía del consumidor i en la hora h

DS_h es la demanda de energía en el sistema en la hora h

$CTBS_h$ es el coste total de la banda de secundaria en la hora h

Apéndice A: Resumen de la metodología propuesta

Este anexo presenta los resultados de un estudio de diseño de tarifas eléctricas llevado a cabo por NERA. El objetivo del estudio es desarrollar una metodología para la elaboración de tarifas eléctricas que induzcan a un consumo eléctrico eficiente, minimizando el despilfarro, coherentemente con la maximización del bienestar social. La metodología que se presenta permite diseñar tarifas integrales y de acceso, así como tarifas para el suministro de último recurso.

Con el fin de facilitar la comparación con las tarifas eléctricas en vigor, el estudio incluye un conjunto de tarifas que permiten recaudar el nivel de ingresos previsto en el expediente de tarifas para el año 2008, aprobado en diciembre de 2007. No obstante, no debe considerarse que estas tarifas son las “únicas” posibles, sino que se trata de tarifas “demostrativas” de la propuesta metodológica y ello porque:

- § se han realizado determinados supuestos sobre costes marginales que dependen de decisiones del regulador (p.ej. la metodología para la determinación del incentivo a la inversión en capacidad de generación),
- § se han supuesto determinadas restricciones al diseño (p.ej., sobre la definición de estaciones y periodos tarifarios) que podrían diferir de las que considerará el regulador,
- § las estimaciones de los costes marginales de la actividad de distribución están basadas en datos de Iberdrola, y estos podrían diferir de los del conjunto del sector eléctrico español, y
- § no se ha llevado a cabo un análisis detallado del impacto que estas tarifas podrían tener sobre el consumo eléctrico de los clientes a corto, medio y largo plazo.

En cualquier caso, la aplicación de esta metodología para el diseño de las tarifas eléctricas, y la adopción de tarifas como las propuestas, mejoraría de forma significativa la correspondencia entre los términos de potencia y energía utilizados en las tarifas y los diferentes costes de suministro. Esto favorecería un consumo eléctrico más eficiente y un uso más racional de la energía, de forma coherente con la maximización del bienestar social.

RESUMEN DE LA METODOLOGÍA

El proceso de diseño de un conjunto de tarifas eléctricas se puede descomponer en las tareas siguientes:²³

- 1) Definición de objetivos y restricciones
- 2) Estimación de los costes marginales de suministro
- 3) Definición de los períodos tarifarios
- 4) Cálculo del desfase recaudatorio potencial
- 5) Asignación del desfase recaudatorio potencial

²³ Esta lista es ilustrativa y puede contemplarse un mayor o menor desglose. Puede contemplarse, asimismo, añadir una tarea de definición de un plan de transición desde las tarifas actuales a las óptimas.

6) Diseño de las tarifas eléctricas

El alcance de cada una de las tareas de diseño se describe brevemente a continuación.

Tarea 1: Definición de objetivos y restricciones

El objetivo de la metodología de diseño de tarifas es elaborar tarifas eléctricas coherentes con la maximización del bienestar social. Para ello, las tarifas deben (a) permitir recuperar los costes reconocidos y, en la medida de lo posible, (b) reflejar los costes marginales.

En la mayoría de los sectores económicos, fijar el precio igual al coste marginal asegura la recuperación de los costes del servicio (la suficiencia recaudatoria). Sin embargo, la existencia de rendimientos crecientes en las actividades de transporte y distribución de electricidad implica que si las tarifas eléctricas se fijaran exactamente iguales a los costes marginales generalmente aparecería un déficit tarifario, ya que las tarifas no recuperarían los costes del servicio.²⁴

En el presente estudio se considera que la suficiencia recaudatoria es la principal condición que las tarifas deben cumplir ya que si las tarifas no proporcionan una recaudación suficiente para cubrir los costes del suministro se pone en peligro la continuidad de dicho suministro. El resto de objetivos son, comparativamente, de segundo orden.

Para que las tarifas sean coherentes con la maximización del bienestar social (señales eficientes y suficiencia recaudatoria), es preciso asegurar que:

- § se estime el coste marginal de cada una de las actividades que integran el suministro eléctrico,
- § se asignen esos costes marginales a aquellos aspectos del consumo (la potencia contratada o demanda, la energía consumida en horas punta, llano o valle, etc.) que causan dichos costes y
- § se impute el desfase recaudatorio potencial en la recaudación que la utilización de tarifas iguales a los costes marginales podría ocasionar, tanto entre las diferentes categorías de clientes como entre los distintos términos tarifarios, de la manera que menos distorsione las decisiones de los consumidores.

Además de la suficiencia recaudatoria y de la necesidad de reflejar los costes marginales del suministro, el diseño de tarifas eléctricas debe tener en consideración otras posibles restricciones derivadas de cuestiones tales como:

²⁴ La imputación a la tarifa eléctrica de costes que no dependen del nivel de consumo (p.ej., subvenciones al carbón nacional) también tiende a generar un déficit tarifario. Por otra parte, la existencia de otros costes, como por ejemplo, las pérdidas por transporte y distribución, que crecen con la demanda, puede hacer que, en lugar de un déficit, la aplicación de tarifas iguales al coste marginal puedan ocasionar un superávit de ingresos respecto del coste total. Asimismo, la imposición de mayores exigencias en materia medioambiental en relación con el desarrollo de las redes de transporte y de distribución (p.ej., el enterramiento de líneas o de subestaciones) podría hacer que los costes marginales prospectivos excedieran de los históricos y, con ello, que la aplicación de tarifas iguales a costes marginales prospectivos diera lugar a un superávit en la recaudación.

- § la viabilidad administrativa (los contadores deben ser capaces de medir y gestionar los datos de facturación),
- § la comprensibilidad (los clientes deben poder entender los términos tarifarios y las implicaciones que posibles modificaciones en su consumo tienen sobre sus facturas),
- § la previsibilidad (las tarifas no deben evolucionar de una manera que pudiera parecer errática desde la perspectiva de los clientes, de modo que estos puedan tomar decisiones de inversión, o de adquisición de equipos, coherentes con los costes de suministro), y
- § la equidad (las tarifas deben ser socialmente aceptables incluyendo, por ejemplo, aspectos tales como la uniformidad nacional en las tarifas).

El proceso de diseño tarifario requiere definir y sopesar los diferentes objetivos y restricciones que afectan el diseño tarifario para que las tarifas propuestas puedan ser efectivamente puestas en práctica.

Tarea 2: Estimación de los costes marginales de suministro

Los costes marginales del suministro eléctrico que, en el caso español, necesitan ser evaluados separadamente incluyen los siguientes:

- § producción de energía,
- § capacidad de generación,
- § instalaciones de transporte,
- § subestaciones de distribución,
- § instalaciones locales de distribución,
- § contadores,
- § gestión comercial, y
- § energía reactiva.

El método utilizado para la estimación e imputación de cada coste marginal depende, en cada caso, del concepto de coste en cuestión, así como de los datos disponibles. A continuación se describe, brevemente, la metodología empleada en cada caso.

Costes del mercado de producción (producción de energía, y capacidad de generación)²⁵

El coste marginal horario de producción de energía se estima teniendo en cuenta una estimación del precio medio esperado en el mercado mayorista así como el perfil esperado de los precios horarios.

²⁵ El coste marginal de producción de energía y de capacidad de generación deben estimarse aún cuando el objetivo sea exclusivamente el diseño de tarifas de acceso, a pesar de que estas tarifas no incluyen tales costes. El motivo es sencillamente que es necesario conocer el coste marginal horario total (esto es, incluyendo los costes de mercado) tanto para definir los periodos horarios óptimos como para determinar la imputación óptima del desfase recaudatorio potencia, ya que esta imputación debe tener en cuenta el total de los costes marginales de suministro a consumidor.

Los mercados a plazo o las subastas de contratos a plazo constituyen la mejor fuente para establecer la estimación del precio medio esperado durante el periodo de vigencia de las tarifas.²⁶ Por otra parte, el perfil esperado de los precios horarios puede obtenerse a partir de un análisis estadístico de los precios horarios observados en el mercado eléctrico desde 1998. Una vez obtenidas ambas estimaciones, el coste de generación horario esperado puede obtenerse adaptando el precio medio esperado al perfil horario esperado.

No obstante, en el presente informe y a fin de facilitar la comparación de las tarifas demostrativas que en él se detallan con las tarifas en vigor, se ha considerado como coste de la energía el considerado por la Administración para determinar estas últimas.²⁷

Bajo ciertos supuestos y circunstancias, el coste marginal de producción de energía debería incorporar determinados sobrecostes del Régimen Especial.²⁸

El precio del mercado de producción en España no refleja el coste total de la energía mayorista ya que en España existe un pago adicional a la capacidad de generación con el fin de incentivar la construcción de un margen de capacidad de generación mayor que el que resultaría de un mercado de únicamente energía. Ese pago por capacidad (que deprime el precio del mercado de producción), debe ser repercutido a los consumidores para que las señales de precio que perciben los consumidores reflejen realmente los costes que supone su consumo de electricidad.

Para asignar el coste de la capacidad de generación (un coste por kW), es preciso desglosarlo en dos partes: (a) una parte atribuible a la punta de demanda en el sistema, la cual determina la necesidad de inversión en capacidad de generación para atender la demanda, y (b) otra parte atribuible a la volatilidad de la demanda de los consumidores en la hora de demanda punta en el sistema, la cual determina el nivel de margen de reserva objetivo. En ambos casos, la necesidad de inversión la origina la demanda en la hora de mayor uso de los recursos del sistema, por lo que el coste asociado a la capacidad de generación debe ser asignado al consumo en dicha hora.

Sin embargo, en la práctica, en el momento de definición de las tarifas no es posible predecir con certeza cuál será la hora de demanda punta en el sistema que determine la necesidad de inversión en capacidad de generación. Por ello el coste de la capacidad de generación se imputa a cada hora del periodo de vigencia de las tarifas sobre la base de la probabilidad

²⁶ En el caso de que los mercados a futuros sugieran variaciones significativas del precio del mercado en diferentes horizontes (p.ej., precios elevados a corto plazo pero disminución de estos a medio plazo), puede ser conveniente modificar en consecuencia el periodo de aplicación previsto para las tarifas, bien para reducirlo, bien para alargarlo y cubrir todo el horizonte. En el primer caso se trataría de evitar la aparición de posibles déficits o superávits de recaudación, mientras que en el segundo caso se trataría de evitar variaciones bruscas en la evolución de las tarifas.

²⁷ En concreto, se ha estimado un coste de la energía para 2008 de 53,55 EUR/MWh, que es el coste medio de la generación peninsular del régimen ordinario, considerado en el expediente de tarifas para el año 2008, aprobado en diciembre de 2007.

²⁸ Más concretamente, si el objetivo de generación con Régimen Especial depende del nivel de demanda, un incremento en el consumo de electricidad supondrá un mayor coste para fomentar dicha generación, y debería incrementarse la estimación del coste marginal de producción con el coste adicional que se incurriría para fomentar efectivamente esa generación en Régimen Especial. Si, por el contrario, el objetivo de generación con Régimen Especial es independiente del nivel de demanda, un incremento en el consumo de electricidad no supone un mayor coste para fomentar dicha generación, y no procede incrementar la estimación del coste marginal de producción con los sobrecostes de la generación en Régimen Especial.

estimada que cada una de esas horas sea la de mayor demanda. El resultado es un coste por kW diferenciado para cada hora del año o, lo que es lo mismo, un coste por kWh con discriminación horaria. Por ello, el coste de capacidad de generación debe repercutirse a los consumidores como un coste marginal por kWh (es decir, en el término de energía de la tarifa).

Costes de red

A efectos de su asignación entre los términos de potencia y de energía de la tarifa, los costes de los activos de transporte y de distribución deben ser desglosados entre costes por “uso dedicado” y costes por “uso compartido”:

§ Los costes por “uso dedicado” son aquellos en los cuales el dimensionamiento del activo no depende del uso que el consumidor haga de dicho activo en cada momento, sino del uso máximo que el consumidor haga a lo largo de la vida del activo.

Por ello, los costes por “uso dedicado” se imputan sobre el término de potencia contratada, al depender dichos costes de la capacidad (kW) de red máxima que el cliente requiera, con independencia del momento concreto (mes, día u hora) en el que el consumidor requiera dicha capacidad, ni de su demanda (kWh).

§ Por el contrario, los costes por “uso compartido” son aquellos en los cuales el dimensionamiento del activo depende de la demanda que el consumidor haga de ese activo en el momento de mayor uso de dicho activo por el conjunto de consumidores que comparten dicho activo.

Así, los costes por “uso compartido” de los activos de red deben imputarse a la hora de mayor uso de dichos activos. Sin embargo, en el momento de definición de las tarifas no se conoce cuál será la hora de mayor demanda, por lo que dichos costes deben ser imputados a cada hora sobre la base de la probabilidad de que cada hora sea la hora de demanda punta en ese activo. Como en el caso del pago por capacidad de generación, el resultado es un coste por kW diferenciado para cada hora o, lo que es lo mismo, un coste por kWh con discriminación horaria que se repercute sobre el término por kWh (es decir, sobre el término de energía) de la tarifa.

Otros costes

En principio, el coste de las actividades relacionadas con la gestión de los contadores, el coste marginal de la gestión comercial, y de la energía reactiva debe asimismo imputarse sobre la base del inductor de cada uno de los costes. Así, el coste marginal de la gestión de contadores se imputaría a un término por contador (€contador), el coste marginal de la gestión comercial se imputaría a un término de abono (€cliente) y el coste marginal de reactiva se imputaría a un cargo por uso de reactiva (€kVAr).

Sin embargo, en aras de una mayor sencillez y mejor comprensibilidad de las tarifas, puede ser conveniente agrupar los términos de abono y por contador en un solo término (p.ej. de abono) o incluso se puede prescindir del término de abono e incorporar estos costes al

término variable (potencia o energía) de la tarifa.²⁹ Que esta decisión sea óptima o no dependerá de la correlación entre los inductores (cuanto mayor sea la correlación menor será la pérdida de eficiencia derivada de la agrupación de los conceptos de coste) y el nivel de los costes (cuanto menor sea el coste asociado al inductor, menor será la pérdida de eficiencia que se derivará de agrupar un concepto de coste con otro).

Tarea 3: Definición de los períodos tarifarios

Una vez han sido estimados los costes marginales horarios del suministro de electricidad y si se desea evitar tener que definir tarifas con 8.760 precios al año (lo cual no es imprescindible en el caso de las tarifas de acceso), estos deben agruparse en periodos tarifarios. Los periodos tarifarios representan la agrupación de las horas del año en estaciones (por ejemplo, verano e invierno, o temporada alta, media y baja) y periodos tarifarios (por ejemplo, super-punta, punta, llano y valle).

El criterio para agrupar horas dentro de un mismo periodo tarifario es que cada período debe contener aquellas horas en las cuales los costes marginales horarios *totales* (incluyendo el coste horario de la energía y de la capacidad de generación, aun cuando se trate de definir periodos horarios para las tarifas de acceso) son lo más similares posible, respetando las restricciones de viabilidad administrativa (los equipos de medida deben poder gestionar los periodos de lectura definidos) y comprensibilidad para el usuario final. De esta manera, se minimiza la pérdida de eficiencia derivada de utilizar un número reducido de precios, tantos como periodos tarifarios, en lugar de un precio diferente para cada una de las 8.760 horas del año.

Tarea 4: Cálculo del desfase recaudatorio potencial

Una vez estimados los costes marginales por periodo tarifario, se calcula la facturación que se obtendría si las tarifas reflejaran única y exclusivamente dichos costes marginales. Para ello, se multiplican los costes marginales por los determinantes de facturación (energía, potencia y, en su caso, número de clientes, tipo de contadores, etc.).

Si las tarifas se fijan *iguales* a los costes marginales, generalmente no se recuperará el total de los costes del sistema, y surgirá un “desfase recaudatorio” negativo (esto es, un déficit tarifario). Esto es debido a que las actividades de distribución y transporte de electricidad son monopolios naturales y presentan costes marginales decrecientes. Por tanto, sus costes marginales son inferiores a sus costes medios, lo que impedirá recuperar todos los costes si los términos tarifarios reflejan exclusivamente los costes marginales.³⁰

El problema del desfase recaudatorio surge también (o se agrava) si el regulador decide recuperar a través de la tarifa eléctrica costes que no dependen del consumo de electricidad (como los costes de subsidios a determinadas actividades o decisiones de política energética).

²⁹ Cabe señalar que aunque con frecuencia se hace referencia al término de potencia como el término “fijo” de la tarifa eléctrica, y al término de energía como el término “variable”, en realidad ambos términos son variables ya que ambos pueden variar a lo largo del tiempo, en función de las necesidades del cliente.

³⁰ A pesar de que el desfase potencial podría también ser positivo (ver nota 24), generalmente tiende a ser negativo. Por ello y debido a que el signo del desfase no modifica las conclusiones, el análisis se presenta asumiendo que el desfase es negativo, es decir, que la utilización de precios iguales a los costes marginales daría lugar a un déficit de recaudación.

El desfase recaudatorio potencial se calcula como la diferencia entre el objetivo de recaudación y la facturación que se obtendría si las tarifas reflejaran única y exclusivamente los costes marginales.

La facturación resultante de las tarifas demostrativas se calcula multiplicando los precios de los términos tarifarios (potencia y energía) de cada categoría de clientes (domésticos, industria en baja tensión, media tensión, etc.) por la estructura de consumo prevista para 2008.

Tarea 5: Asignación del desfase recaudatorio potencial

El desfase recaudatorio potencial que resultaría de aplicar tarifas iguales a los costes marginales (calculado en la tarea anterior) debe ser recuperado para que el diseño tarifario final cumpla con el principio fundamental de suficiencia recaudatoria. Esto, sin embargo, afecta a la eficiencia con la cual se trasladan las señales de los costes marginales a los consumidores.

El método más conocido para la asignación del desfase recaudatorio potencial es el método de Ramsey, el cual persigue minimizar la pérdida de eficiencia derivada del objetivo de suficiencia. Esto implica que la asignación a cada consumidor debe ser inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda pero directamente proporcional al coste marginal *total* (incluyendo el coste de la energía, de la capacidad de generación y de la gestión comercial en el mercado, aun cuando el objetivo es imputar el desfase recaudatorio potencial a los términos de las tarifas de acceso). En términos prácticos, la solución de Ramsey implica que el desfase recaudatorio se asigna principalmente a los consumidores domésticos, ya que se considera que su consumo es menos sensible al precio (su “elasticidad al precio” es menor) que el de los consumidores industriales o comerciales.³¹

En el estudio realizado, las tarifas demostrativas se basan en la solución de Ramsey para la imputación del desfase recaudatorio potencial entre tipos de consumidores. Así, y dado que las tarifas demostrativas no incluyen un término de abono, el desfase recaudatorio potencial se reparte simplemente entre los diferentes tipos de consumidores y términos tarifarios de acuerdo con el inverso de la elasticidad estimada para cada uno de ellos, y sus elasticidades cruzadas.

Tarea 6: El diseño de tarifas eléctricas

El conjunto de tarifas que deben diseñarse depende de si el sector eléctrico al que se van a aplicar se encuentra en un contexto regulado o liberalizado. Así,

§ en un contexto regulado sólo existen tarifas integrales, mientras que

§ en un contexto liberalizado sólo existen tarifas de acceso y tarifas para el suministro de último recurso.

La diferencia entre las tarifas integrales y las de último recurso reside en que las primeras son para el suministro habitual mientras que las segundas deberían ser tarifas para suministros de

³¹ Si el desfase recaudatorio fuera positivo, es decir si la utilización de tarifas marginales diera lugar a un superávit, la regla de Ramsey señalaría que los clientes domésticos deberían percibir los mayores descuentos.

carácter excepcional (p.ej., para los clientes cuyo comercializador deja de operar en el mercado). Esta distinción tiene implicaciones significativas sobre la imputación óptima de costes y, por tanto, sobre el precio, o nivel de ingresos esperado, de cada una de dichas tarifas.

No obstante, el procedimiento de diseño de las diferentes tarifas es básicamente el mismo, variando solamente el método de asignación del desfase recaudatorio potencial o los costes que se imputan a cada tarifa.

En el presente informe, la metodología tiene en consideración el actual contexto liberalizado del mercado español y se ilustra tomando como referencia el diseño de las tarifas de acceso firme.

Tarea 6a: El diseño de tarifas de acceso

Una estructura tarifaria con muchos términos tarifarios permite un mejor ajuste de las señales a los costes marginales, y una imputación más eficiente del desfase recaudatorio, pero a costa de una mayor complejidad (y, posiblemente, mayor confusión) para los consumidores. Por el contrario, una estructura tarifaria con pocos términos tarifarios permite un peor ajuste de las señales a los costes, y una imputación menos eficiente del desfase recaudatorio, pero facilita la comprensión por parte de los consumidores de las señales de coste.³²

La decisión de si es preferible adoptar una estructura compleja u otra sencilla depende de las circunstancias concretas, ya que depende del peso de cada uno de los diferentes costes marginales sobre el coste total de suministro, así como del peso del desfase recaudatorio potencial y de la capacidad de comprensión de los clientes. Por ello, para poder escoger entre un diseño y otro es necesario elaborar el abanico completo de posibles diseños. Solamente comparando la complejidad y eficiencia de los distintos diseños es posible escoger, de forma razonada, aquél que mejor cumpla con los objetivos marcados.

En el caso de las tarifas demostrativas, tras analizar las alternativas y considerando la estructura tarifaria vigente (esto es, el hecho de que modificar la actual estructura tarifaria implica costes de transición tanto para las empresas como para los consumidores), optamos por no incluir un término de abono en las tarifas, ni tampoco un término por contador. Los costes marginales asociados a ambos conceptos se han imputado al término de potencia contratada.

La estructura de las tarifas demostrativas³³ resultante de este análisis contiene los siguientes conceptos de facturación:

§ energía activa (€/kWh),

³² En el caso de escoger una estructura tarifaria simplificada, es preciso determinar qué hacer con los costes marginales capturados por los términos tarifarios que resultan excluidos. Dichos costes deben imputarse al resto de términos tarifarios de modo que su repercusión mejor se ajuste a la repercusión que hubieran tenido dichos costes si el término tarifario que lo capturaba no hubiera resultado excluido. Esto se realiza por medio de un análisis de regresión. De este modo se minimiza la pérdida de eficiencia derivada de simplificar la estructura tarifaria.

³³ En principio, las tarifas demostrativas de acceso firme y de suministro de último recurso presentan la misma estructura. No obstante, la metodología expuesta en el presente informe permite revisar y modificar la estructura de las tarifas demostrativas en aspectos tales como el número de tarifas o el número de estaciones o de periodos tarifarios.

- § potencia contratada (€/kW/mes), y
- § energía reactiva (€/kVAr).

Adicionalmente, los consumidores que suscriban una tarifa de acceso firme deben abonar en el mercado de producción el pago regulado por capacidad de generación que les corresponda.

Tarea 6b: El diseño de tarifas de suministro de último recurso

Desde el momento en que se introduce la elegibilidad, las tarifas integrales (entendidas como alternativa *habitual* de suministro) están abocadas a desaparecer y a ser sustituidas por tarifas de último recurso (entendidas como alternativa *ocasional* o *excepcional* de suministro).³⁴

Existen dos factores que llevan a diferencias en el nivel de los términos tarifarios de las tarifas de último recurso en comparación con las tarifas integrales: el coste del suministro de energía y la elasticidad de la demanda. Estos dos factores se comentan a continuación.

El coste de la energía que se incorpora en cualquier tarifa debe reflejar el coste esperado de la energía que se espera suministrar con dicha tarifa o, dicho de otro modo, el coste de la energía *cuando* el consumidor se acoge a dicha tarifa. En la tarifa integral, el coste de la energía se corresponde simplemente con el precio medio esperado en el mercado mayorista, al ser la tarifa integral la alternativa habitual de suministro por no tener el consumidor otra opción de consumo que la tarifa integral. Sin embargo, cuando el consumidor es elegible, el consumidor tenderá a negociar su suministro en el mercado liberalizado cuando el precio esperado en el mercado mayorista sea bajo y tenderá a volver a la tarifa regulada (si se le permite) cuando el precio esperado en el mercado mayorista sea alto. Por tanto, en la tarifa de último recurso el coste de la energía se corresponderá no con el precio medio esperado en el mercado mayorista, sino con el precio esperado en el mercado mayorista *cuando dicho precio es elevado y los consumidores, precisamente para evitar pagar el precio elevado del mercado mayorista, optan por el suministro regulado.*

Por otra parte, parece razonable considerar que la elasticidad de la demanda de los consumidores que no ejercen su elegibilidad es inferior a la del resto de consumidores. Por ello, de acuerdo con la metodología de Ramsey, sería eficiente que los consumidores que no ejercen su elegibilidad soportaran en las tarifas de último recurso una cantidad proporcionalmente mayor del desfase recaudatorio potencial que el resto de consumidores.

Dado que los consumidores pueden ser reacios inicialmente a ejercer su elegibilidad, en el momento siguiente a la liberalización del mercado minorista el coste de la energía suministrada a tarifa puede no diferir sustancialmente del precio medio esperado en el mercado mayorista. Sin embargo, esta diferencia se hará más significativa a medida que el ejercicio de la elegibilidad sea considerado como algo normal y más estrechamente vinculado a la comparación entre la tarifa regulada y la expectativa de precio de la energía en el mercado mayorista.

³⁴ Tendría poco sentido dar la posibilidad a los consumidores de escoger un comercializador competitivo si al mismo tiempo se mantiene una tarifa integral diseñada como alternativa habitual de suministro la cual, por su diseño, se erige en barrera a la entrada de dichos comercializadores.

Del mismo modo, dado que inicialmente la mayor parte de los consumidores estarán en la tarifa para el suministro de último recurso, su elasticidad se corresponderá con la elasticidad media del conjunto de consumidores. Sin embargo, a medida que los consumidores ejerzan su elegibilidad, y que los consumidores que ejercen la elegibilidad sean los más sensibles al precio de la electricidad, la elasticidad media de los consumidores que permanecen en la tarifa para el suministro de último recurso se reducirá, incrementándose la imputación óptima de desfase recaudatorio a estos consumidores.

Por lo tanto, el diseño óptimo de las tarifas de último recurso (así como de las tarifas de acceso) depende del grado en que se haya liberalizado efectivamente el mercado y, más concretamente, de los consumidores que hayan ejercido su elegibilidad. Si los consumidores no han ejercido su elegibilidad y existen barreras (reales o percibidas) a la salida al mercado liberalizado, la tarifa para el suministro de último recurso se corresponde con lo que sería la tarifa integral si dichos consumidores no fueran elegibles. Sin embargo, una vez que los consumidores hayan ejercido mayoritariamente su elegibilidad, la tarifa para el suministro de último recurso óptima se encontrará sustancialmente por encima de lo que hubiera sido la tarifa integral. En el presente documento, tanto las tarifas de acceso como la de último recurso se basan en el supuesto de que los consumidores han ejercido mayoritariamente su elegibilidad, por lo que se trataría de un diseño objetivo de medio/largo plazo (evidentemente, este supuesto es modificable).

RESUMEN DE LAS TARIFAS PROPUESTAS

Para simplificar la presentación de los resultados asociados con la metodología, sólo se presentan tarifas con dos estaciones y para consumidores con contadores de una o de dos ventanas con reloj de ciclo diario, en el caso de consumidores domésticos e iluminación pública, y con tres estaciones para consumidores con contadores de seis ventanas con reloj electrónico, en el caso del resto de consumidores.

Solamente se presenta una única tarifa de último recurso, en baja tensión y sin discriminación horaria, de forma coherente con la concepción utilizada de dichas tarifas y para evitar obstaculizar, en la medida de lo posible, el desarrollo del mercado minorista.

Asimismo, con fines demostrativos de la metodología, suponemos que el periodo de vigencia de las tarifas es anual. En realidad, sería deseable revisar las tarifas de último recurso con mayor frecuencia que las tarifas de acceso, y las aplicables a grandes consumidores (probablemente más sofisticados) con mayor frecuencia que las aplicables a los consumidores más pequeños (probablemente menos sofisticados).

Además, para los consumidores con contadores de dos ventanas hemos supuesto que no se puede ajustar la definición de los periodos tarifarios entre temporadas, afectándole solamente el cambio horario estacional. Evidentemente estas restricciones son meramente ilustrativas, pudiendo definirse un número diferente de estaciones y periodos tarifarios para los consumidores más sofisticados. Estas mismas definiciones de periodos pueden asimismo utilizarse aunque los consumidores dispongan de contadores sofisticados, ya que los consumidores podrían no entender o recordar definiciones más complejas.

La definición de las estaciones y periodos tarifarios utilizada se resume a continuación. Se muestra el resultado de considerar cuatro periodos, denominados SP (super-punta), P (punta),

LL (llano) y V (valle). La metodología no establece cuántos periodos o qué tipo de periodos deben existir, sino solamente indica cuál es la pérdida de bienestar social que se deriva de diferentes agrupaciones de horas en periodos (de modo que se puede valorar, en euros, el impacto de simplificar la definición de temporadas y periodos tarifarios). De hecho, sería deseable que las tarifas de acceso estuvieran lo menos agregadas posibles, llegando a tener incluso precios distintos para cada hora del día. No obstante, con fines demostrativos, hemos supuesto que solamente se pueden definir unos pocos periodos, por limitaciones en los contadores.

Cuadro 3. Estaciones y periodos tarifarios para consumidores con contadores de dos periodos con reloj de ciclo diario

MES	TEMPORADA	Temporada tarifaria:						
		Hora	Temporada A			Temporada B		
			Laborable	Sábado	Domingo	Laborable	Sábado	Domingo
Enero	A	1	V	V	V	P	P	P
Febrero	A	2	V	V	V	V	V	V
Marzo	A	3	V	V	V	V	V	V
Abril	B	4	V	V	V	V	V	V
Mayo	B	5	V	V	V	V	V	V
Junio	B	6	V	V	V	V	V	V
Julio	B	7	V	V	V	V	V	V
Agosto	B	8	V	V	V	V	V	V
Septiembre	B	9	P	P	P	V	V	V
Octubre	B	10	P	P	P	P	P	P
Noviembre	A	11	P	P	P	P	P	P
Diciembre	A	12	P	P	P	P	P	P
		13	P	P	P	P	P	P
		14	P	P	P	P	P	P
		15	P	P	P	P	P	P
		16	P	P	P	P	P	P
		17	P	P	P	P	P	P
		18	P	P	P	P	P	P
		19	P	P	P	P	P	P
		20	P	P	P	P	P	P
		21	P	P	P	P	P	P
		22	P	P	P	P	P	P
		23	P	P	P	P	P	P
		24	P	P	P	P	P	P

Cuadro 4. Estaciones y periodos tarifarios para consumidores con contadores de seis periodos con reloj electrónico

MES	ESTACION	Temporada tarifaria:								
		Temporada A			Temporada B			Temporada C		
		Lab.	Sab.	Dom.	Lab.	Sab.	Dom.	Lab.	Sab.	Dom.
Enero	A	1	LL	LL	LL	LL	LL	LL	LL	LL
Febrero	A	2	V	V	V	V	V	V	V	V
Marzo	C	3	V	V	V	V	V	V	V	V
Abril	C	4	V	V	V	V	V	V	V	V
Mayo	C	5	V	V	V	V	V	V	V	V
Junio	C	6	V	V	V	V	V	V	V	V
Julio	A	7	V	V	V	V	V	V	V	V
Agosto	B	8	LL	V	V	LL	V	V	LL	V
Septiembre	B	9	LL	V	V	LL	V	V	LL	V
Octubre	B	10	P	V	V	P	V	V	P	V
Noviembre	A	11	P	V	V	P	V	V	P	V
Diciembre	A	12	P	V	V	P	V	V	P	V
		13	P	V	V	P	V	V	P	V
		14	P	V	V	P	V	V	P	V
		15	P	V	V	P	V	V	P	V
		16	P	V	V	P	V	V	P	V
		17	P	V	V	P	V	V	P	V
		18	SP	V	V	P	V	V	P	V
		19	SP	V	V	P	V	V	P	V
		20	SP	LL	LL	P	LL	LL	P	LL
		21	SP	LL	LL	P	LL	LL	P	LL
		22	SP	LL	LL	P	LL	LL	P	LL
		23	P	LL	LL	P	LL	LL	P	LL
		24	LL	LL	LL	LL	LL	LL	LL	LL

El siguiente cuadro presenta las categorías tarifarias consideradas en la presente propuesta.

Cuadro 5. Tipos de tarifas de acceso

Tarifa	Descripción
BTN1	Baja Tensión Normal de 1 ventana, o Tarifa Doméstica
BTN2	Baja Tensión Normal de 2 ventanas, o Tarifa Nocturna
BTE	Baja Tensión Especial, o Tarifa Empresas
MT	Media Tensión de 1 hasta 36 kV
AT1	Alta Tensión de 36 hasta 72,5 kV
AT2	Alta Tensión de 72,5 hasta 145 kV
MAT	Muy Alta Tensión desde 145 kV

Los cuadros siguientes muestran las tarifas de acceso y la tarifa de suministro de último recurso resultantes de aplicar la metodología de Ramsey y suponiendo un contexto en el cual los consumidores han ejercido mayoritariamente su elegibilidad.³⁵ Además de los cargos señalados en los cuadros siguientes, existiría un cargo por energía reactiva igual a 0,27 €/kVAr.

Cuadro 6. Tarifas de acceso

Categoría Tarifaria	Potencia Contratada (€/kW/mes)	Energía Activa (c€/kWh)											
		Temporada A				Temporada B			Temporada C				
		SP	P	LL	V	P	LL	V	P	LL	V		
BTN1	2,03			5,11			3,84						
BTN2	1,90		5,32		3,03	4,15		2,72					
BTE	1,65	7,93	5,15	2,97	2,28	4,15	2,97	2,28	3,33	2,97	2,28		
MT	1,59	5,20	3,34	2,03	1,60	2,75	2,03	1,60	2,23	2,03	1,60		
AT1	0,59	3,46	2,36	1,63	1,38	2,06	1,63	1,38	1,76	1,63	1,38		
AT2	0,55	2,74	1,95	1,42	1,23	1,74	1,42	1,23	1,51	1,42	1,23		
MAT	0,52	1,79	1,46	1,21	1,11	1,38	1,21	1,11	1,26	1,21	1,11		

* (SP) Super-punta; (P) Punta; (LL) Llano; (V) Valle

El cuadro siguiente muestra la tarifa de suministro de último recurso bajo el supuesto de que no hay barreras al ejercicio de la elegibilidad y una parte importante de los consumidores han ejercido su elegibilidad. Esta tarifa incorpora la consideración de la menor elasticidad de estos consumidores, así como el hecho que el coste esperado de la energía suministrada bajo esta tarifa es superior al precio medio esperado en el mercado. Naturalmente, esta tarifa también incluye el coste de la energía y el incentivo a la capacidad de generación.

La lógica de la tarifa de último recurso descrita implica definir una única TUR, sin desagregación de periodos horarios, para evitar que pudiera interferir en el desarrollo de la competencia en el mercado minorista. Esta tarifa sería aplicable a todos los consumidores acogidos al suministro de último recurso, con independencia de su tamaño o de la capacidad de discriminación horaria de su equipo de lectura.

³⁵ Además de los términos presentados, en todas las tarifas existiría un cargo por energía reactiva igual a 27,22 €/kVAr/mes para los consumidores con contadores de energía reactiva.

Cuadro 7. Tarifa de suministro de último recurso

Categoría Tarifaria	Potencia Contratada (€/kW/mes)	Energía Activa (c€/kWh)											
		Temporada A				Temporada B			Temporada C				
		SP	P	LL	V	P	LL	V	P	LL	V		
TUR	2,03			16,32			13,89						

NERA

Economic Consulting

NERA Economic Consulting
Paseo de la Castellana, 13, 1º
28046 Madrid, España
Tel: +34 91 212 6400
Fax: +34 91 521 7876
www.nera.com

Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid,
Tomo 337, Folio 28, Hoja N.º M-6683, Insc. 1.ª,
N.I.F. N.º A-4001695-H