

**RESUMEN DE LOS COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA
ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES**

RESUMEN DE LOS COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	2
2	BREVE RESUMEN DEL DOMUMENTO DE CONSULTA SOBRE ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO.....	2
3	LISTA DE EMPRESAS QUE HAN PARTICIPADO CON COMENTARIOS EN LA CONSULTA PÚBLICA	3
4	ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS RECIBIDOS.....	3

1. ANTECEDENTES

El 8 de marzo de 2007 fue firmado en Lisboa por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y por el Ministro de Economía e Innovación de Portugal el “Plan de Compatibilización Regulatoria del sector energético entre España y Portugal”.

En el marco de este plan se acuerda entre CNE y ERSE el siguiente Plan de trabajo inicial con los principales aspectos que se considera necesario tratar.

1. *Análisis de los sistemas tarifarios de España y Portugal*

En una primera fase, se acuerda llevar a cabo el análisis de los esquemas de precios aplicables en sendos países a los clientes que se mantienen a tarifa y a los clientes que compran su energía en el mercado.

2. *Descripción de las metodologías para el establecimiento de tarifas en España y Portugal*

En una segunda fase, se considera necesaria una descripción detallada de las metodologías disponibles en ambos países para el establecimiento de tarifas de acceso, con el fin de poner de manifiesto puntos fuertes y débiles de cada una de ellas.

3. *Propuesta conjunta de metodología para el establecimiento de tarifas de acceso*

Una vez analizada la situación de partida en cada país y las metodologías disponibles se procederá a desarrollar, previa consulta pública, una propuesta conjunta de metodología para el establecimiento de tarifas a nivel ibérico.

4. *Plan de convergencia*

Finalmente, tras analizar el impacto de la solución propuesta sobre los diferentes colectivos de consumidores, será necesario establecer un plan de convergencia desde la situación de partida en cada uno de los países.

2. BREVE RESUMEN DEL DOCUMENTO DE CONSULTA SOBRE ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO

Con fecha 25 de septiembre de 2008 ERSE y CNE publicaron en su página web un documento de consulta pública para recabar de los agentes del mercado, sujetos del sistema eléctrico y otras entidades interesadas en España y Portugal, su opinión acerca del Plan de compatibilización regulatoria en el ámbito del MIBEL.

En este documento de discusión, se presentan y discuten reglas de buenas prácticas que deberán seguirse en el proceso de aprobación y definición de las tarifas de acceso, teniendo en cuenta su armonización.

Los temas propuestos para discusión están agrupados de la siguiente forma:

- (i) aprobación tanto de las metodologías de cálculo, como de las tarifas de acceso a redes, con especial énfasis en los procesos de discusión y publicación,
- (ii) actividades reguladas en el acceso a redes, donde se discute cuál es el ámbito de las actividades de acceso y cuáles son las tarifas asociadas al mismo, describiéndose la situación actual en España y Portugal,
- (iii) tarifas ligadas a los costes, y aditividad tarifaria,
- (iv) tratamiento de los costes de interés económico general en el sistema tarifario,

- (v) relación que debe existir entre las tarifas de acceso a redes y las tarifas del comercializador de último recurso,
- (vi) transparencia en el ámbito de la formulación y aplicación de las tarifas de acceso, tema fundamental en el proceso de creación de un mercado eficiente y, por último,
- (vii) son tratados un conjunto de otros aspectos importantes, como es la integración del MIBEL en el mercado único europeo de energía eléctrica y los costes de gestión de la demanda de consumidores en el mercado.

Las cuestiones planteadas, aunque numerosas, no agotan el universo de temas abarcados en el ámbito de la determinación de las tarifas de acceso, por lo que ERSE y CNE, posibilitaron a los interesados la inclusión de otros asuntos en la consulta pública sobre la armonización de tarifas de acceso

3. LISTA DE AGENTES QUE HAN PARTICIPADO CON COMENTARIOS EN LA CONSULTA PÚBLICA

La consulta se cerró el 31 de octubre de 2008 y en ella participaron nueve entidades:

- IBERDROLA
- ENDESA
- GAS NATURAL SDG
- E.ON ESPAÑA
- Un agente con carácter confidencial
- EDP
- A. Leite Garcia
- UNESA
- NERA

4. ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS RECIBIDOS

Los participantes han manifestado su satisfacción por la puesta en marcha de la consulta de armonización de metodologías de las tarifas de acceso puesto que supone un paso importante para incrementar la transparencia de la regulación. La publicación de los resultados de dicha consulta permite a los agentes conocer las distintas opiniones existentes y, o bien comprobar cómo la decisión finalmente adoptada por el Regulador se ajusta, en mayor o menor medida, a los argumentos expuestos en la misma, o bien conocer las razones de éste para rechazar dichos argumentos.

En relación con las tarifas de acceso, los participantes han mostrado su acuerdo en que la metodología de cálculo de estas tarifas debe basarse en principios objetivos y transparentes, las tarifas de acceso deben permitir la recuperación de la totalidad de los costes regulados y trasladar a los consumidores las señales

de precio que permitan tomar las decisiones de inversión y consumo más eficientes. La mayoría de los participantes coincide también en que, aunque la retribución de las actividades reguladas y los conceptos de coste a recuperar sean distintos en ambos países, la metodología de imputación de costes a las tarifas de acceso debería ser similar.

En relación con las tarifas de último recurso (TUR), la mayoría de los agentes considera que la TUR debe cumplir el principio de aditividad, es decir, debe ser la suma de la tarifa de acceso, el coste de la energía y los costes comerciales y además, la TUR no debe interferir con el mercado en el sentido de suponer una competencia desleal con las opciones de venta que los comercializadores en mercado libre puedan ofertar a sus clientes.

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 del sector, o (iii) solamente destinada al Consejo Tarifario/Consultivo?

La participación de entidades reguladoras independientes en el proceso de gobernación obliga naturalmente a la existencia de nuevas formas de legitimación. Así, a la legitimación de los gobernantes y políticas a través de procesos electorales se añade la legitimación de las reglas, procedimientos y medidas a través de procesos de consulta pública.

La aprobación de las tarifas de acceso a redes, habitualmente con periodicidad anual, debe ir precedida de la aprobación de la metodología de cálculo de las tarifas, que es importante que sea debatida por los principales agentes económicos interesados a través de la realización de amplias consultas públicas. Es necesario aclarar que esta consulta se lleva a cabo únicamente cuando la metodología de cálculo sufre variaciones, debiendo coincidir con el inicio de un período de regulación (que normalmente tiene una duración de entre 3 y 5 años), y no debe confundirse con el proceso anual de fijación de tarifas.

El espectro y la forma de las discusiones públicas a efectuar pueden variar considerablemente:

- pueden ser consultas realizadas únicamente a los agentes principales del sector: empresas reguladas, asociaciones de consumidores y reguladores de la competencia;
- pueden estar abiertas a todos los interesados, utilizando especialmente Internet;
- pueden ir destinadas únicamente al Consejo Tarifario/Consultivo de cada entidad reguladora.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayoría de las entidades (EDP, Endesa, Iberdrola, UNESA, A. Leite Garcia y Nera) están a favor de una consulta pública abierta a todos. No obstante, algunos señalan la conveniencia de que, en casos de complejidad técnica, la discusión pública se dirija a los principales agentes del sector (E.ON y Gas Natural) o ser canalizada a través del Consejo Tarifario/Consultivo (Iberdrola).

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 procedimientos de las consultas públicas deben incluir la definición del tiempo dado a los agentes para que se pronuncien sobre los temas en discusión. Este plazo puede afectar a la calidad y cantidad de las respuestas, pero también puede repercutir en la agilidad del proceso reglamentario.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Un gran número de participantes (EDP, Gas Natural y A. Leite García) consideran adecuado el plazo de un mes para este tipo de consultas públicas. No obstante, otros participantes (E.ON, Iberdrola y UNESA) proponen plazos superiores (2 meses) e incluso variables en función del tema de la consulta pública (Endesa). Por último, un participante considera deseable que se desarrollen con preaviso y, preferiblemente, dentro de un calendario predefinido (Nera) y otro que fuera precedida de estudios adecuados sobre la materia sometida a consulta pública (A. Leite García).

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

El proceso de cálculo y aprobación de tarifas debe obedecer a las mejores prácticas en el sentido de promover la transparencia, la claridad y la eficiencia en el proceso de regulación. En el proceso de cálculo y aprobación de las tarifas debe ser aplicada la metodología de cálculo de las tarifas, así como los procedimientos aprobados ex ante. Por otro lado, es fundamental que los datos y supuestos utilizados en el cálculo tarifario sean públicos y conocidos, así como las decisiones tomadas por la entidad reguladora que tengan impacto en el cálculo de las tarifas.

Antes de la aprobación final de las tarifas de acceso, estos aspectos deben ser sometidos a la valoración del Consejo Tarifario/Consultivo de las entidades reguladoras.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Con carácter general, los participantes (EDP, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, UNESA y Nera). en la consulta opinan que la propuesta de tarifas debe ser acompañada, además de por la metodología de cálculo, por toda la información (datos, hipótesis de cálculo, previsiones de variables de facturación, costes por actividades, etc.) necesaria para valorar las decisiones del regulador.

Únicamente un participante (A. Leite García) expone que la información que debe acompañar la propuesta dependerá de las funciones atribuidas al Consejo Tarifario/Consultivo, debiendo sus miembros pronunciarse sobre la información que consideren necesaria.

4. ¿Cuál es el plazo que se debe dar al Consejo Tarifario/Consultivo para que se pronuncie sobre la misma?
<p>Para lograr una implicación efectiva de los agentes consultados es fundamental que se conceda al Consejo Tarifario/Consultivo el tiempo suficiente para que se pronuncie sobre la propuesta de tarifas, considerándose que un mes permite que los miembros de este Consejo analicen, discutan entre ellos la propuesta y emitan un parecer más consistente.</p>
Comentarios recibidos en la consulta pública
<p>La mayoría de los participantes consideran que un mes es un plazo adecuado.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un mes (Nera, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa y E.ON) - El plazo necesario para contestar adecuadamente (Endesa). <p>El plazo se debería negociar con los Consejos (A.Leite Garcia).</p>
5. ¿Debe hacerse pública previamente la propuesta sometida al Consejo?
<p>Las decisiones tomadas por la entidad reguladora que tengan impacto en el cálculo de las tarifas también deben ser publicadas y convenientemente justificadas. Antes de la aprobación final de las tarifas, todos estos aspectos deben ser sometidos a una valoración por parte del Consejo Tarifario/Consultivo de las entidades reguladoras.</p>
Comentarios recibidos en la consulta pública
<p>No hay acuerdo entre los participantes en relación a la publicación previa de la propuesta sometida al Consejo.</p> <ul style="list-style-type: none"> - La propuesta debe hacerse pública previamente a ser sometida al Consejo (Nera y Gas Natural). - La propuesta debe remitirse a los principales agentes del sector (E.ON y Endesa) <p>La propuesta debe hacerse pública posteriormente a ser sometida al Consejo (Iberdrola, EDP, A. Leite García y UNESA).</p>

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

Documento de consulta pública: Armonización de la metodología de las tarifas de acceso

Las tarifas de acceso deben tener cierta estabilidad, por lo que se considera que éstas deben ser revisadas con una periodicidad anual.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Aunque la mayoría de los participantes (Nera, Endesa, A. Leite Garcia, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, y UNESA) proponen una revisión de periodicidad anual, algunos (Iberdrola, ENDESA, E.ON, A. Leite Garcia, UNESA y Nera) apuntan a la necesidad de revisiones con periodicidad inferior en caso de existencia déficit tarifario. Por último un agente propone revisión trimestral y simultánea en España y Portugal (EDP).

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 puede incluir empresas reguladas y asociaciones de consumidores, representantes de los municipios, de las regiones insulares, de las autoridades de defensa del consumidor y de la competencia, de los gobiernos o de las empresas del sector que no son objeto de regulación tarifaria, como los comercializadores de mercado.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La gran mayoría de los participantes consideran que el Consejo Tarifario/Consultivo deben estar representados todos los agentes y participantes en el sector. (E.ON, Unesa, EDP, A. Leite Garcia e Gas Natural).

En relación con lo anterior, algunos participantes declaran estar de acuerdo con la composición del Consejo Consultivo en España (Endesa, E.ON, Iberdrola, UNESA). No obstante, en el caso particular de las tarifas de acceso, una participante declara no creer necesaria la participación de las CC.AA (Gas Natural).

Únicamente un participante expone que la composición del Consejo debe depender de las funciones que tenga asignadas. En caso de que tuviera la potestad de aprobar o rechazar la propuesta tarifaria, debiera estar compuesto por personal cualificado, de forma que fuera posible evitar que en la toma de decisiones predominaran intereses empresariales o políticos (Nera).

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 el ámbito de la armonización de las metodologías de cálculo en el MIBEL, tiene sentido promover la cooperación entre los reguladores en lo que respecta a los procesos de establecimiento de tarifas y de determinación de reglas de cálculo tarifario. Las entidades reguladoras de los dos países deben compartir toda la información relevante en el ámbito de establecimiento de tarifas.

Las consultas públicas sobre reglamentación que afecten al establecimiento o a la aplicación de tarifas de acceso también pueden ser extendidas a agentes económicos de los dos países.

Comentarios recibidos en la consulta pública

No hay consenso. Mientras que algunos participantes opina que se debe compartir toda la información relevante para el establecimiento de tarifas e incluso, en la medida de lo posible disponer de una metodología de cálculo común a ambos países (Endesa, E.ON, y UNESA), otro participante (Iberdrola) manifiesta que las propuestas pueden ser independientes pero debiera contemplarse el mismo patrón en los dos países en lo referente a la periodicidad de las actualizaciones, publicidad de los resultados, intercambio de la información relevante) y un tercero expone que 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 (Nera).

En otro orden, algunos participantes manifiestan que el Consejo de Reguladores del MIBEL es el marco adecuado para impulsar la armonización y cooperación entre los reguladores en los procesos de establecimiento de tarifas y determinación de reglas de cálculo tarifario (Gas Natural y EDP). Por último, un participante añade que la cooperación tiene que llevar asociado un calendario con metas a cumplir, asegurando la convergencia para objetivos orientados por políticas europeas (A. Leite Garcia).

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?

En España, la Ley 54/1997 del sector eléctrico, modificada por la Ley 17/2007, establece la separación jurídica de las actividades reguladas (transporte y distribución) y de las no reguladas (comercialización y producción), estableciendo las condiciones de prestación de dichas actividades en el caso de que un grupo empresarial ejerza actividades incompatibles entre sí. Además, establece la separación contable y funcional entre las funciones de transporte de electricidad y de gestión de la red de transporte.

En Portugal, el Decreto-Ley n.º 29/2006, de 15 de febrero, establece las bases y los principios de organización y funcionamiento del sistema eléctrico nacional. En particular, establece que el transporte y la distribución serán ejercidos mediante la atribución de concesiones de servicio público. La actividad de transporte está jurídica y patrimonialmente separada de las otras actividades ejercidas en el sistema eléctrico. La distribución está jurídicamente separada del resto de las actividades.

En ambos países, se estableció la no obligatoriedad de separación de actividades para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, aplicando la excepción prevista en la Directiva 2003/54/CE.

El objetivo de la separación de actividades y, en particular, de las actividades reguladas prestadas a través de infraestructuras de red, es garantizar la neutralidad del servicio regulado como un medio para vencer la concentración vertical de los sectores, con el fin de evitar discriminaciones, subsidios cruzados y posibles violaciones del principio de libre competencia.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayoría de los participantes (EDP, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, UNESA, A. Leite Garcia y Nera) consideran que la separación de actividades, tanto en España como en Portugal, es adecuada. Sin embargo, tres participantes (Iberdrola, E.ON y UNESA) han señalado la necesidad de que se garantice la independencia del operador del sistema en el ámbito del MIBEL.

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

La retribución reconocida a las actividades reguladas debe tener en cuenta criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. 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.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Algunos participantes han señalado la necesidad de que la metodología de imputación de costes a las tarifas de acceso sea similar en España y Portugal.

- Valoración negativa de la retribución de la actividad de distribución, tanto en España como en Portugal, puesto que no tiene en cuenta los costes incurridos (Nera).
- Existe un problema de déficit de tarifas que incide directamente en la retribución de las actividades reguladas y proporciona una señal ineficiente a los consumidores. En consecuencia, es fundamental alinear la señal de coste según su naturaleza y el pago que realizan los clientes, evitando ineficiencias en la imputación del coste y subvenciones cruzadas entre los clientes (Endesa).
- La retribución por incentivos es adecuada (Iberdrola) y, aunque el sistema retributivo no sea el mismo en España y Portugal, la metodología de imputación de costes a las tarifas de acceso debe ser similar en ambos países (Iberdrola y Unesa).
- No es posible valorar la adecuación de la retribución del transporte y la distribución en el caso español, dada su reciente introducción, pero en cualquier caso es necesario equiparar la retribución percibida con las obligaciones adquiridas (Gas Natural).
- La retribución del transporte vigente en España (regulación por incentivos) es adecuada ya que se adapta a las prácticas habituales de regulación y a los niveles de rentabilidad de actividades similares en la Unión Europea. Por el contrario, la retribución de la actividad de distribución no está correctamente remunerada, no existe claridad en la ejecución de las inversiones ni hay paralelismo entre la inversión y el reconocimiento de los costes incurridos (E.ON).
- Debería existir un informe especializado, público y sometido a la valoración de una parte submetido à apreciação da secció especializada del parlamento, en la que describieran las retribuciones y prácticas del sector en nuestros países otros países (A. Leite Garcia).

Las metodologías para la determinación de la retribución de las actividades reguladas y, especialmente, de cálculo de las tarifas de acceso deberían ser coherentes y replicables, considerando la totalidad de los costes que se deben recuperar y los activos a remunerar (EDP).

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

En el documento presentado en la consulta pública se presenta una breve descripción de los costes de acceso a las redes de transporte y distribución contemplados en España y Portugal y se solicita a los agentes que realice una valoración general de los mismos.

Comentarios recibidos en la consulta pública

En relación con la *retribución de actividades reguladas* existe cierto consenso entre los agentes que han respondido a la consulta pública en que la remuneración de las actividades reguladas debe basarse en criterios objetivos y transparentes. Asimismo, un agente señala que la remuneración de inversiones debe estar sujeta a la aplicación de una tasa en línea con el coste medio del capital (WACC) al activo neto de amortización, incluido el fondo de maniobra y el margen necesario para cubrir los riesgos intrínsecos de la actividad (EDP). No obstante, los participantes plantean la necesidad de revisar los siguientes aspectos:

- **Transporte:** necesidad de armonizar en ambos países la consideración de activos de transporte, considerándose la retribución por incentivos el mecanismo más adecuado (Gas Natural).
- **Distribución:** necesidad de revisar la retribución de la actividad de distribución e incorporar en la misma el coste de la planificación y gestión de energía (Gas Natural, Endesa, E.ON, UNESA).
- **Gestión comercial de distribuidores:** necesidad de establecer una retribución por este concepto que tenga en cuenta los costes de los servicios de contratación, lectura, facturación, atención al cliente y demás costes necesarios para llevar a cabo esta actividad (Gas Natural, Endesa, E.ON, UNESA).
- **Pagos por capacidad:** los agentes entienden que la retribución por este concepto (incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad) de ser similar en España y Portugal y que además debe estar encaminada a establecer un índice de cobertura de la demanda en punta (Gas Natural, Endesa, Iberdrola, E.ON, UNESA).

Operación del sistema: Regulación por incentivos con un adecuado sistema de penalizaciones/bonificaciones que minimice el número, duración de las contingencias del sistema, reducción de la energía sujeta a congestiones y costes de gestión técnica asociados (Gas Natural).

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

En relación con los costes a considerar en el cálculo de tarifas de acceso existe acuerdo entre los agentes en que los costes de acceso deben incorporar necesariamente los costes de redes, gestión comercial de distribuidores, pagos por capacidad, operación del sistema y regulador nacional (ERSE/CNE).

Sin embargo, algunos participantes señalan que no debieran considerarse en el cálculo de las tarifas de acceso aquellos costes que no se deben al suministro eléctrico, sino que son coste derivado de decisiones de política energética, medioambiental, industrial e incluso en algunos casos sociales (Iberdrola, ENDESA, E.ON y UNESA).

Por otra parte, hay un participante (Gas Natural) que consideraría adecuada la externalización de algún coste únicamente en el caso de que el objetivo sea liberalizar el mercado e introducir competencia en todos los segmentos de consumidores.

En relación con la metodología de asignación de los costes a las tarifas existe consenso entre los participantes en que el cálculo de las tarifas de acceso debe basarse en *principios* de objetividad, transparencia, suficiencia y aditividad (Gas Natural, Endesa, Iberdrola, E.ON, EDP, UNESA).

En cuanto a la asignación de cada componente de costes existe cierto consenso entre los participantes (Gas Natural, Endesa, E.ON, UNESA) en que los costes de redes deben asignarse en función del modelo de red haciendo que cada consumidor soporte el coste del nivel de tensión al que esta conectado y el coste de niveles de tensión superiores, el coste derivado de los pagos por capacidad en función de la potencia en punta, el coste de la operación del sistema y las comisiones reguladoras como porcentaje fijo y el resto de costes mediante *Ramsey* (Nera).

Por último, dos participantes (Endesa e Iberdrola) plantean la necesidad de modificar impuestos que gravan el consumo de electricidad. En particular, se propone para España eliminar el Impuesto sobre la Electricidad y establecer un IVA reducido. Por último, un participante menciona la necesidad de eximir del pago de la tasa de haciendas locales a los consumidores o, en su defecto, incluirlo como coste de acceso en el cálculo de las TUR (Iberdrola).

<p>12. ¿Qué variables de facturación considera más adecuadas para el uso de las redes?</p>
<p>La selección y definición de las variables de facturación y de sus reglas de medición, aplicables a cada componente tarifario, debe permitir reflejar el correspondiente coste, originado por cada cliente. Adicionalmente, se deben tener en cuenta que las variables de facturación deben considerar la tecnología disponible en equipos de medida, así como la simplicidad de facturación adecuada a la dimensión de los clientes, evitando costes de lectura y facturación superiores al ahorro que puedan suponer.</p> <p>Se considera que las variables de facturación más adecuadas para la recuperación de los costes de redes son la potencia, la energía activa y la energía reactiva.</p>
<p>Comentarios recibidos en la consulta pública</p>
<p>Con carácter general, todos los participantes coinciden en que las variables de facturación más adecuadas para recuperar el coste de redes son un término de potencia (la mayor parte especifican potencia contratada, si bien algunos participantes especifican que la potencia se contratará en función de la potencia máxima demandada), un término de energía activa y un término de energía reactiva. Adicionalmente, algunos participantes consideran otras variables de facturación como un término por excesos de potencia (Endesa), un término por excesos de energía para clientes de baja tensión (Endesa), un término fijo por cliente (Iberdrola) Finalmente, algunos participantes (Endesa, Iberdrola) apuntan la necesidad de revisar los periodos horarios y posibilidad de revisar las estructuras tarifarias vigentes cuando se dispongan de equipos de medida horaria (Endesa).</p>
<p>13. ¿Considera adecuado aplicar términos de energía que reflejen los costes de capital necesarios para evitar pérdidas actuales y futuras?</p>
<p>Una parte de las inversiones en redes se justifican para evitar pérdidas actuales y futuras, por lo que se pueden considerar términos de energía de valor próximo al valor de las pérdidas evitadas, que dependen de la energía consumida en cada período horario, a través de los coeficientes de pérdidas bien o bien a través del precio de la energía eléctrica en función del período horario.</p>
<p>Comentarios recibidos en la consulta pública</p>
<p>En general no ha consenso entre los agentes en como considerar las pérdidas de las redes. Una parte de los participantes considera adecuado incorporar el coste de la inversión para reducir las pérdidas y el valor de la energía en el término de energía (Gas Natural, A. Leite Garcia y EDP). Otros participantes consideran que el término de energía de la tarifa de acceso no debe considerar las pérdidas, bien porque se trata de un coste fijo e independiente de la energía consumida (E.ON), bien porque el coste de la inversión necesaria para reducir las pérdidas se tiene en cuenta en la retribución de la distribución y, por tanto, el valor de las pérdidas deben ser imputado por los comercializadores a los clientes en la adquisición de la energía (Endesa). Finalmente, un agente expone que no tiene sentido aplicar en tarifas actuales términos que reflejen pérdidas futuras (Nera).</p>

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?

Las redes de energía eléctrica se dimensionan para atender la demanda máxima que se produce en un momento concreto, por lo que se considera que el principal inductor de coste es la potencia de diseño de las redes, que a su vez depende de la potencia contratada por los consumidores y la simultaneidad de los consumos en el momento de máxima demanda. En relación con la potencia, se pueden considerar distintas varias variables de facturación, tales como la potencia máxima demandada, la potencia en punta, la potencia contratada o una combinación de ellas

Comentarios recibidos en la consulta pública

En cuanto a la consideración de un término de *potencia máxima* demandada por los clientes en la facturación por acceso la mayoría de los participantes (Gas Natural, Endesa, E.ON, EDP, UNESA) coinciden en que es adecuado. Sin embargo, no existe consenso en cuanto a los costes que deben ser imputados en el cálculo de los precios. Algunos participantes (E.ON y UNESA) consideran necesario tener en cuenta len la facturación a potencia máxima, independientemente de los costes. Un participante (Gas Natural) señala la complejidad de diferenciar la frontera entre los tramos periféricos y centrales y apuestan la potencia contratada para el conjunto de la red por razones de simplicidad. Finalmente, otro participante (Nera) considera que no es adecuado un cargo diferenciado por “potencia demandada”, ya que en realidad éste es un cargo por consumo de energía en punta.

En relación con el *intervalo de tiempo* que se ha de considerar para medir la potencia máxima la práctica totalidad (Gas Natural, Endesa, E.ON, EDP, UNESA, A. Leite Garcia) ha señalado que el intervalo de 15 minutos parece adecuado, si bien un participante ha indicado la necesidad de realizar estudios sobre este tema, teniendo en cuenta los aspectos técnicos de eventuales sobrecargas de los equipamientos que constituyen las redes y en coherencia con la formación de precios en los mercados (normalmente 1 hora) (EDP).

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

La energía reactiva debe ser producida o compensada por las empresas eléctricas cuando el equipo eléctrico del cliente hace que la corriente y la tensión no estén en fase. Las empresas eléctricas pueden responder al consumo o producción de energía reactiva, modificando el funcionamiento de las centrales de producción (siguiendo las instrucciones del Operador de Sistema) o instalando equipos específicos próximos a la demanda. Los costes incurridos por los productores cuando prestan este servicio están incluidos en los pagos que reciben del mercado y, por tanto, no es necesario recuperar estos costes mediante la tarifa de acceso a redes. Esto significa que únicamente los costes incurridos en las redes de distribución deben ser identificados para establecer el término de energía reactiva en las tarifas de acceso.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Existe un consenso entre la totalidad de los participantes en la necesidad de contar con un término de energía reactiva diferenciado por nivel de tensión y periodos horarios, si bien algunos agentes apuntan a la necesidad de verificar el umbral del $\cos \phi$ a partir del cual se debe facturar el consumo de energía reactiva en exceso en los periodos de punta y llano (EDP e Unesa), proponiendo Unesa limitarlo a $\cos \phi=0,95$.

No existe un consenso sobre los periodos en los que la energía reactiva debe ser facturada, considerando algunos agentes que sólo debe ser facturada en periodos de punta y llano (EON y Endesa).

Tampoco hay consenso entre los agentes de la metodología de cálculo para determinar los precios de la energía reactiva. Dos participantes indican que el complemento por energía reactiva debe ser proporcional al pago por periodo horario de la tarifa de acceso (Endesa y E.ON).

Un participante expone que el cálculo de los términos de energía reactiva en función de costes evitados son muy bajos y no incentivan la compensación local por el consumidor, por lo que en muchas ocasiones se opta por aumentarlos (EDP).

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

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

Con el objetivo de establecer una asignación eficiente para la medición y servicios comerciales de redes, es fundamental recabar y procesar información sobre los gastos de comercialización discriminados por tipo de cliente y por función: lectura, procesamiento y tratamiento de la información de medida, su envío a todos los agentes del sector, facturación y cobro de los servicios comerciales de redes.

Comentarios recibidos en la consulta pública

En relación a cómo asignar el coste de gestión comercial de redes no hay consenso entre los participantes. Algunos participantes (Gas Natural y Nera) consideran que el coste de gestión de redes podría ser recuperado a través de un término fijo por cliente, siempre que éste reflejara adecuadamente los costes de comercialización de los distintos colectivos de consumidores, indicando un agente que este término ofrece la posibilidad de recuperar una parte de los coste no marginales sin distorsionar los consumos (Nera).

Otros (E.ON, UNESA) consideran que, dado el coste de gestión comercial de redes esta incorporado en de la retribución de la distribución, parece tener cierto sentido que éste sea recupera a través de las mismas variables de facturación que el coste de redes (esto es, un término de potencia y término de energía).

Finalmente, un participante (Endesa) indica que dado que el coste de gestión comercial de redes tienen un componente fijo y un componente variable, parece razonable que la parte fija se recupere a través del término de potencia (con objeto de no introducir una variable de facturación adicional) y la parte variable a través del término de energía de la tarifa de acceso.

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

Los costes del gestor del sistema deben recuperarse a través de las tarifas de acceso a las redes, con una estructura tarifaria adecuada, garantizándose la transparencia en la determinación y divulgación de estos costes asociados al sistema productor de electricidad como un todo, así como la universalidad en su asignación.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Todos los participantes en la consulta coinciden con el coste correspondientes al gestor del sistema deben ser considerados como un componente de coste en el cálculo de las tarifas de acceso. Sin embargo no hay consenso entre los participantes en la forma en que este coste ha de ser recuperado ni en los servicios que se consideran en la gestión técnica del sistema.

Una parte de los participantes (Gas Natural, EDP y A. Leite Garcia) considera adecuado que la recuperación de los costes de la gestión técnica del sistema sean recuperados a través del término de energía de las tarifas de acceso.

Otros (ENDESA e Iberdrola) participantes entienden que el coste del operador del sistema, así como todos aquellos costes de la gestión técnica del sistema que no sean atribuibles a un consumidor concreto deben recuperarse con cargo a las tarifas de acceso sin especificar con qué criterio, sin embargo todos aquellos costes que puedan ser imputables a un agente concreto no deben ser considerados en la tarifa de acceso.

Finalmente, un tercer grupo de participantes (E.ON, UNESA y Nera) considera que no es adecuado recuperar este coste a través de un término de energía y proponen una cuota sobre el total de la facturación (E.ON y UNESA) o una asignación de acuerdo con la metodología de Ramsey (Nera).

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?

La garantía de potencia permite incentivar la inversión en capacidad de producción y la disponibilidad de la capacidad ya instalada, con el fin de satisfacer la demanda en los períodos más exigentes. Las centrales que sólo coloquen energía en esos períodos tienen un riesgo superior en cuanto a la recuperación de sus gastos fijos. Es en los períodos de mayor demanda en lo que es mayor la probabilidad de que se produzcan situaciones de escasez de oferta que justifican la atribución de primas de garantía de potencia a los centros productores de electricidad.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La práctica totalidad de los participantes (EDP, Endesa, E.ON, Iberdrola, Nera y UNESA) ha manifestado la conveniencia de incorporar el coste de la garantía de potencia como un componente de coste en la tarifa de acceso

Únicamente un participante (Gas Natural) ha manifestado que dado que se trata de un coste regulado con precios regulados, es indiferente considerarlo como coste de acceso o como coste de energía (como sucede en la actualidad en el caso español).

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

Los períodos tarifarios de punta y, en menor grado, de horas llano, presentan una mayor probabilidad de contener períodos de mayor consumo agregado en contraste con los períodos de valle. El pago por garantía de potencia debe incidir en el consumo efectuado en estos períodos. Esta opción permite incluir la demanda en la gestión de estos períodos de mayor escasez a través de los indicadores-precio facilitados. De hecho, los consumidores que transfieran consumos desde estos períodos a las horas de valle contribuirán al aumento del margen de reserva y, por tanto, a la reducción de estas situaciones de escasez, quedando de este modo exentos del pago de la garantía de potencia. Alternativamente, se podría plantear la asignación de este componente de coste en función de la potencia demandada en las horas punta.

Comentarios recibidos en la consulta pública

No existe consenso entre los participantes en la manera de recuperar el coste de la garantía de potencia, si bien parece claro que la señal de precio debe darse en los periodos de mayor demanda. En concreto, se han recibido las siguientes contestaciones:

- El coste derivado del incentivo a la inversión debe recuperarse a través del término de potencia y el coste derivado del incentivo a la disponibilidad de las instalaciones a través del término de energía (EDP).
- Se considera correcta la imputación de la garantía de potencia tanto en función de la potencia demandada en punta como en función de la energía, sin embargo se considera que el término de energía proporciona una señal más eficiente a los consumidores (Endesa).
- Imputación de la garantía de potencia como coste hundido (Ramsey) (Gas Natural).
- El sistema de pagos por capacidad actualmente en vigor en España es adecuado (Unesa y E.ON).
- El coste de los incentivos a la inversión representa un coste de activos “lejanos” o “periféricos”, en la terminología utilizada por ERSE, y la capacidad de generación se considera un activo lejano/periférico compartido, que debe ser repartido según la probabilidad de punta (coste de energía en punta) (Nera).
- El coste de garantía de potencia debe estar presente en todos los periodos en que la probabilidad de tener potencia sobrante no sea nula ni despreciable. Condición que en Portugal se verifica en horas de punta y llano (A. Leite Garcia).

La garantía de potencia debe ser tenida en cuenta a nivel ibérico de forma conjunta y no de forma independiente por país (Iberdrola).

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

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

Los períodos tarifarios de punta y, en menor grado, de horas llano, presentan una mayor probabilidad de contener períodos de mayor consumo agregado en contraste con los períodos de valle. El pago de garantía de potencia debe incidir en el consumo efectuado en estos períodos. Esta opción permite incluir la demanda en la gestión de estos períodos de mayor escasez a través de los indicadores-precio facilitados. De hecho, los consumidores que transfieran consumos desde estos períodos a las horas de valle contribuirán al aumento del margen de reserva y, por tanto, a la reducción de estas situaciones de escasez, quedando de este modo exentos del pago de la garantía de potencia. Alternativamente, se podría plantear la asignación de este componente de coste en función de la potencia demandada en las horas punta.

Comentarios recibidos en la consulta pública

En cuanto a la adecuación de establecer *precios nulos en el periodo de valle*, tampoco hay consenso entre los participantes. Alguno lo considera adecuado (Endesa, E.ON y UNESA), otros consideran que deben tener precios positivos todas aquellas horas en las que la probabilidad de pérdida de carga no sea nula o despreciable (A.Leite Garcia y Nera) lo que podría llevar a que las horas de valle no tuvieran precios nulos y, por último, algunos opinan (EDP y Gas Natural) que dependerá del criterio de asignación. En caso de asignar el coste mediante un criterio Ramsey o en caso de considerar conjuntamente el incentivo a la inversión y el servicio a la disponibilidad, las horas de valle nunca tendrán precios nulos.

En cuanto al *número de horas exentas de pago* por este concepto únicamente un participante (Endesa) ha manifestado que el número de horas deberá corresponderse con las del periodo de valle de cada tarifa.

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?

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

Los costes de interés general no tienen un racional económico directamente ligado a las variables de consumo. Por lo tanto, la imputación racional de estos costes deberá garantizar que:

- sean abonados equitativamente por todos los consumidores en las mismas circunstancias, independientemente del suministrador;
- no distorsionen los indicadores tarifarios ni alteren significativamente las decisiones de consumo de los consumidores.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Con carácter general, la mayor parte de los participantes señalan que no debieran considerarse en el cálculo de las tarifas de acceso aquellos costes que no se deben al suministro eléctrico, sino que los costes derivados de decisiones de política energética, medioambiental, industrial e incluso en algunos casos sociales debieran ser financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de cada país (Gas Natural, Iberdrola, Nera, ENDESA, E.ON, A. Leite García y UNESA).

La mayor parte de los participantes están de acuerdo en que, caso que no sea posible la externalización de este tipo de costes, el criterio de asignación más adecuado es asignar los costes de esta naturaleza de mediante un porcentaje sobre la facturación del resto de componentes de costes, de forma que no se distorsionara la señal de precios al consumidor.

El porcentaje a aplicar sobre la facturación podría establecerse de forma inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio de cada colectivo de consumidores (Endesa, E.ON, Iberdrola, UNESA y Nera), podría ser el mismo para todos los consumidores (EDP) o podría ser una combinación de ambos (Gas Natural).

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 periodos tarifarios? ¿Y qué tipo de respuestas se deberán potenciar?

Los períodos horarios resultan de la clasificación de las horas en función de los costes marginales, ya que existen intervalos homólogos donde los costes marginales son más bajos, denominados períodos valle, intervalos donde los costes marginales son más elevados, denominados períodos punta y situaciones intermedias que se llaman períodos de horas llano. Mediante la ponderación de los costes marginales de cada hora por las energías correspondientes, se puede obtener un coste medio representativo que servirá de base al cálculo del precio de la energía para cada uno de estos intervalos homólogos de costes marginales próximos. Estos períodos con el mismo precio de energía se denominan períodos tarifarios.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Existe cierto consenso entre los participantes (EDP, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, UNESA, Nera) en la capacidad de respuesta de los consumidores depende fundamentalmente del impacto de la factura eléctrica en el nivel de renta y del grado de sofisticación de la tarifa y de la información del consumidor.

Adicionalmente, la mayor parte de los participantes (Endesa, E.ON, Iberdrola, UNESA, Nera), señalan que los clientes de baja tensión presentan escasa capacidad de respuesta debido a que, por una parte, la factura no recoge los costes reales del suministro y, por otra, a que tradicionalmente sus tarifas integrales no presentan elevadas discriminaciones horarias.

En cualquier caso, algunos participantes plantean la necesidad de incorporar señales horarias más sofisticadas para los consumidores de baja tensión, según vayan penetrando los contadores horarios (Endesa y Gas Natural).

Finalmente, un participante (EDP) señala que es fundamental realizar estudios sobre el terreno en una muestra representativa de varios segmentos de consumidores.

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

El progreso tecnológico en los sistemas de medida, así como la posibilidad de diversificar la oferta de servicios y de información a los distintos agentes supuso una revolución con relación a las posibilidades de determinación de precios. En un futuro próximo será posible, de modo efectivo, definir precios minoristas con el mismo detalle que en el mercado mayorista, para todos los consumidores. De este modo, la determinación del número de períodos tarifarios en el nuevo paradigma tecnológico no se verá limitada por las posibilidades de los equipos de medida, sino por la eficacia y transparencia de los indicadores-precio a transmitir a los consumidores.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayor parte de los participantes (Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, UNESA y Nera) señalan que la sensibilidad de los consumidores a opciones tarifarias en tiempo real depende fundamentalmente del tipo de consumidor. Con carácter general, se considera que los grandes consumidores son los que muestran mayor receptividad respecto a opciones tarifarias basadas en precios horarios. Por el contrario, se considera que los consumidores domésticos son los que presentan menor sensibilidad a este tipo de tarifas.

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

El progreso tecnológico en los sistemas de medida así como la posibilidad de diversificar la oferta de servicios y de información a los distintos agentes supuso una revolución con relación a las posibilidades de determinación de precios. En un futuro próximo será posible, de modo efectivo, definir precios minoristas con el mismo detalle que en el mercado mayorista, para todos los consumidores. Por estas razones, la determinación de los períodos tarifarios para la fijación de precios deberá evaluar, para cada segmento de clientes, los distintos objetivos de la estructura de precios a utilizar. En particular, tiene sentido ofrecer a los consumidores diferentes opciones para permitir que la eficacia de los indicadores-precio se maximice, adecuando la complejidad de la estructura tarifaria de cada consumidor a su predisposición o capacidad para captar dichos indicadores-precio.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayor parte de los participantes (Endesa, E.ON, Iberdrola, Gas Natural y UNESA) opina que el actual número de periodos es adecuado ya que se adapta con facilidad a las necesidades de los clientes y posibilita un uso racional de la energía, en caso de que éstos tengan incentivos para ello.

No obstante, algunos plantean la necesidad de introducir alguna mejora. En particular, para el caso español, un agente plantea que los periodos horarios de las tarifas de acceso de clientes en baja tensión con potencia superior a 15 kW y los clientes de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW deberían modificarse para contemplar los fines de semana y festivos (Endesa) o la introducción de tarifas de tres periodos para clientes de baja tensión, una vez finalizado el plan de implantación de contadores horarios (E.ON y UNESA).

Otro participante (Nera), señala que, 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).

Finalmente, si bien se considera conveniente mantener, en el medio plazo, la estructura actual de periodos horarios se plantea la necesidad de que en un futuro éstos agrupen horas con costes marginales similares (Gas Natural).

Los periodos horarios a considerar deben ser los considerados pertinentes para el dimensionamiento técnico de las redes (A. Leite Garcia).

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

La estructura de los costes marginales o incrementales es diferente para cada actividad de la cadena de valor del sistema eléctrico: producción, transporte o distribución. Los períodos tarifarios que mejor permiten la adecuación de la estructura de precios a la estructura de los costes marginales deberían ser definidos para cada actividad. De este modo, los correspondientes períodos tarifarios a aplicar a los clientes de cada nivel de tensión resultarían de la agregación de los períodos tarifarios de las distintas tarifas por actividad a abonar por cada cliente.

Comentarios recibidos en la consulta pública

No hay una opinión unánime entre los participantes. Una parte de los participantes (E.ON, UNESA) opinan que la estructura actual de periodos tarifarios es suficiente y no es necesario diferenciar por nivel de tensión. Otra parte de los participantes (Gas Natural e Iberdrola) entienden que no debieran establecerse periodos tarifarios diferenciados ni tan siquiera entre actividad de red y coste de la energía. En un futuro con la reforma del parque de contadores, se podrá plantear dicha diferenciación, considerando periodos diferentes, para la actividad de red y el coste de energía, para diferentes niveles de tensión en función de la complejidad del consumidor. Finalmente, algunos participantes (EDP y Nera) opinan que los periodos horarios deben establecerse teniendo en cuenta horas de similar coste de red. Otro participante (Endesa) defiende que en la medida que, a medida, que aumenta el nivel de tensión, la tarifa de acceso debe ofrecer más discriminación y estacionalidad. No obstante, algunos participantes (A. Leite Garcia y Nera) señalan la necesidad de evitar la diferenciación de periodos horarios por actividad o por nivel de tensión, puesto que implica un incremento en el número de periodos necesarios para la facturación de cada cliente, complica la aditividad tarifaria y, además, los periodos horarios deben definirse considerando el total de los costes y no los correspondientes a cada actividad por separado. Todavía, en cuanto que la aditividad tarifaria no se verifica en la práctica e que en cuanto la generalización de los sistemas de lectura que permitan más periodos tarifarios, podría ser admisible adoptar periodos específicos para cada nivel de tensión (A. Leite Garcia).

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

La utilización de tarifas aditivas, donde la estructura tarifaria es diseñada por actividad y sumada para obtener la tarifa de acceso, conduce a la existencia de tarifas complejas, con todas las variables de facturación de cada una de las tarifas por actividad o coste regulado. Puede que estas tarifas complejas no sean adecuadas a segmentos de consumidores que, por un lado, exijan sistemas tarifarios más sencillos y, por otro lado, tengan contadores instalados que imposibiliten la aplicación de estas tarifas.

Por lo tanto, la búsqueda de un equilibrio entre transparencia y complejidad conduce a tarifas de acceso simplificadas para algunos niveles de tensión o tipos de suministro. Las conversiones de términos tarifarios se deberán efectuar sobre la base de perfiles de consumo, de modo que los pagos resultantes de la aplicación de estas opciones tarifarias simplificadas coincidan con los pagos de las tarifas de acceso detalladas.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Algunos participantes (E.ON, Iberdrola, UNESA) consideran adecuado el conjunto de opciones tarifarias, siempre y cuando se establezca una metodología de asignación de costes transparente que evite subsidios cruzados entre consumidores. Un participante (Endesa) señala la necesidad de revisar en las opciones tarifarias vigentes el calendario de las tarifas de acceso de tres periodos y los precios de los términos de energía reactiva.

Otro participante (EDP) señala que deberían ser consideradas opciones tarifarias dependientes de la utilización, o que permitieran una mayor coherencia entre las tarifas de acceso y los costes.

Finalmente, un participante (Gas Natural) señala que la estructura de tarifas de acceso debe ser sencilla (única estructura de tarifa bionomía por nivel de tensión y periodo tarifario), mientras que otro (Nera) propone tarifas de horarias para aquellos consumidores que dispongan de equipo de medida adecuados, pudiendo 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?

La diferente estructura de precios entre opciones refleja una forma de adaptación de estructuras tarifarias simples a estructuras de costes marginales o incrementales más complejas, primándose la definición de tarifas aplicables a subsegmentos de clientes, en los cuales las características de consumo comunes permitían una simplificación de la estructura de precios sin comprometer la justicia de estas tarifas.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayoría de los participantes (Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola y UNESA) considera que las opciones tarifarias disponibles en España son adecuadas. No obstante, algunos (Iberdrola y Gas Natural) señalan la necesidad de revisar los periodos horarios e incluso la estructura de tarifas, cuando se disponga de contadores horarios, o de modificar el actual calendario en de las tarifas de acceso 3.0A (baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) con la finalidad de recoger un ciclo semanal (Endesa).

Un participante (Gas Natural) señala la necesidad de una mayor discriminación en términos de segmentación de los consumidores, especialmente en el sector residencial donde la frontera entre cliente doméstico y PYME no está muy definida.

Otro participante (EDP) apunta la diferencia existente en Portugal entre las tarifas de venta a clientes finales y las tarifas de acceso y señala que sería adecuado introducir opciones tarifarias dependientes de la utilización de la potencia del consumidor en las tarifas de acceso.

Por último, un participante indica que las tarifas no tienen precios diferenciados para cada hora de los días laborables, sábados y festivos en cada mes del año, lo que distorsiona las señales de costes y limita tanto las opciones de los consumidores como la capacidad de los comercializadores de ofrecer tarifas ajustadas a cada consumidor (Nera).

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

Las opciones tarifarias se pueden también justificar en situaciones en las que exista una diferenciación del servicio prestado. Esta diferenciación puede estar, por ejemplo, ligada a la posibilidad de interrupción de suministro del cliente respecto a posibles restricciones de redes.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La mayoría de los participantes en la consulta entienden que la diferenciación actual del servicio y la calidad del producto es correcta, dado el alto nivel de exigencia requerido (Endesa, Iberdrola, UNESA y E.ON). No obstante, algunos apuntan que la diferenciación del nivel de servicios para cada segmento de consumidores no debe ser utilizado para introducir subvenciones cruzadas o implícitas en las tarifas (Iberdrola) y otros (EDP y Gas Natural) proponen que los servicios de interrumpibilidad o de gestión de la demanda se apliquen a todos los consumidores capaces de proveerlos

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

Las tarifas del comercializador de último recurso deberán ser calculadas agregando las tarifas de acceso, el coste de la comercialización y el coste de la energía. Estos dos últimos componentes de coste deberán ser calculadas de modo que permitan a los comercializadores de último recurso recuperar su coste de comercialización y el coste de adquisición de la energía en el mercado mayorista, para abastecimiento de sus clientes.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La práctica totalidad de los participantes (EDP, E.ON, Endesa, Gas Natural, Iberdrola y UNESA) expresa que la tarifa de último recurso (TUR) debe calcularse de forma aditiva, incorporando el coste de acceso, el coste de la energía y el coste de comercialización de último recurso. Además, señalan que las TUR deben ser suficientes y no interferir con la comercialización libre.

En cuanto a la metodología de cálculo del coste de la energía, hay cierto consenso entre los participantes en que un buen mecanismo para establecer el coste de la energía es el establecimiento de subastas, bien CESUR (EDP, E.ON), bien de nueva creación (subasta de productos base, punta y llano tal y como propone ENDESA o subasta de un producto *full requirement*, tal y como proponen Iberdrola y Nera). En cualquier caso, los participantes parecen coincidir en la necesidad de revisiones trimestrales del componente de la energía de la TUR, si bien un agente (Nera) propone revisiones mensuales

En cuanto al coste de comercialización de último recurso, los agentes apuntan que debe ser calculado teniendo en cuenta la totalidad de los costes en que se incurren.

Por último, un participante señala que la tarifa regulada de comercialización, como tarifa de referencia, puede ser un instrumento eficaz para impedir el abuso de poder de mercado por parte de los comercializadores (A. Leite Garcia).

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

Documento de consulta pública: Armonización de la metodología de las tarifas de acceso

El comercializador de último recurso tiene obligaciones de servicio universal, es el comercializador de refugio para los clientes que no encuentran otro comercializador en el mercado, es el único comercializador que puede solicitar al operador de la red de distribución la interrupción a clientes que no cumplan con sus obligaciones contractuales y es también el comercializador que tiene la obligación de suministrar a clientes con menor apetencia para elegir al comercializador.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Existe cierto acuerdo entre los participantes en que la comercialización de último recurso supone la obligación de suministro, a un precio regulado, a los consumidores con derecho a acogerse a la TUR, por lo que no parece que haya que limitar a los comercializadores con obligación de último suministro la comercialización libre (Endesa, Gas natural, Iberdrola, Nera, A. Leite Garcia), siempre que cumplan con dicha obligación.

Una parte de los participantes manifiesta que el suministro de último recurso debe quedar limitado a un reducido número de consumidores (EDP, Iberdrola, UNESA, Nera).

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?

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?

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

Para asegurar la transparencia en la aplicación de las tarifas de acceso a las redes, los comercializadores de último recurso deberán relacionarse con los operadores de la red del mismo modo que el resto de comercializadores, sin discriminaciones de trato.

Para asegurar la no discriminación entre comercializadores, las tarifas del comercializador de último recurso deberán ser calculadas agregando las tarifas de Acceso a Redes, aplicables a todos los comercializadores, a las tarifas de Comercialización y de Energía específicas del comercializador de último recurso.

La existencia de diferentes estructuras tarifarias entre las tarifas de acceso a redes y las tarifas de los comercializadores de último recurso puede perjudicar la transparencia del proceso de fijación de tarifas reguladas de suministro, así como la transparencia de la aplicación del principio de aditividad tarifaria.

La transparencia se consigue, o bien a través de la publicación de las metodologías de cálculo de los costes y precios regulados, de los procedimientos de contratación y de las reglas de participación en el mercado, o bien a través de la garantía de acceso a todos los agentes a la misma información en condiciones de igualdad.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Un número importante de participantes (Iberdrola, Gas Natural, A. Leite Garcia Unesa y E.ON) considera que, para asegurar la transparencia e igualdad de trato, las condiciones aplicables a los CUR, en su calidad de suministradores de último recurso, han de ser equiparables a las que tienen como comercializadores en el mercado libre.

Dos participantes (Nera y Endesa) señalan que las limitaciones existentes (separación jurídica, acceso a la base de datos, etc.) parecen suficientes para asegurar la transparencia e igualdad de trato.

La mayoría de los participantes señala que la información sobre las tarifas de acceso debe aparecer en la factura del comercializador (Endesa, Gas Natural, A. Leite Garcia, EDP, Unesa y E.ON) y debe ser igual a la que exista para consumidores en el mercado liberalizado (Iberdrola, Gas Natural, Unesa, E.ON y A. Leite Garcia).

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?

Las tarifas de acceso, dado que no son directamente aplicables a la mayoría de los clientes, pueden sufrir variaciones pronunciadas en su estructura, tanto debido a factores intrínsecos (como la actualización de la estructura de costes incrementales de redes), como por razones exógenas (como alteraciones legislativas con impacto sobre el valor de los sobrecostes incluidos en la tarifa de acceso). Las tarifas finales aplicadas por los comercializadores pueden mitigar estas alteraciones con el fin de estabilizar los indicadores tarifarios a transmitir a sus clientes o debido a compromisos comerciales asumidos con los mismos.

Comentarios recibidos en la consulta pública

La inmensa mayoría de los participantes considera que todo cambio en la estructura de precios en la tarifa de acceso deberá trasladarse de forma inmediata a la TUR, respetando el principio de aditividad, puesto que la tarifa de acceso es un componente de la TUR (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, A. Leite Garcia, EDP, Unesa y E.ON).

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

Sobre los comercializadores de último recurso recaen diversas obligaciones inherentes a la prestación de servicio público y de protección de consumidores con necesidades especiales. Dichas obligaciones pueden representar un sobrecoste de la actividad respecto a los comercializadores que no soportan las mismas obligaciones.

La cuestión de cómo financiar estos sobrecostos relacionados con obligaciones especiales de servicio público es igualmente relevante, puesto que es recomendable la separación del papel social del estado de un mercado donde todos los agentes participen en igualdad de condiciones y con las mismas reglas.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Algunos participantes consideran que el SUR no debe suponer ningún sobrecoste adicional a los CUR (Endesa, Iberdrola, Unesa y E.ON) y que las obligaciones de servicio público deben recaer en las empresas distribuidoras y suministradores de último recurso (Endesa) y estar separadas de la actividad de mercado y ser asumidas por el Estado (Unesa y E.ON). Un participante (Gas Natural) señala que las obligaciones del suministro de último recurso deben recaer sobre aquellos agentes que se designen reglamentariamente previa petición de los interesados.

Hay tres participantes (Nera, Iberdrola y EDP) que consideran que las obligaciones de servicio público deberían ser financiadas con cargo a los PGE (administraciones locales o regionales/via tributaria) o través de las tarifas de acceso (Iberdrola) mientras que otro participante (Gas Natural) propone que el sobrecoste de las obligaciones que supone el suministro de último recurso se incorpore al coste de comercialización de último recurso.

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 europeo de tránsitos internacionales de electricidad (CBT: Cross Border Trade Mechanism) determina formas de compensación de costes relacionados con la utilización de las redes de transporte de electricidad en tránsitos internacionales.

Teniendo en cuenta que el MIBEL representa un grado de integración de mercados superior al grado global de integración a nivel de la Unión Europea, podría tener sentido tratar el MIBEL como una región en el ámbito de la aplicación del mecanismo de CBT.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Existe consenso entre los participantes sobre la no conveniencia de considerar el espacio ibérico como un único mercado a efectos del CBT debido a que se difuminaría la señal de coste de cada país (Nera), no existe un TSO único a nivel del MIBEL (Iberdrola, Gas Natural y Unesa) y el precio en ambas zonas es distinto (market-splitting) (E.ON).

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

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

La necesidad de garantizar el suministro de electricidad a los consumidores obliga a disponer de herramientas que flexibilicen la operación del sistema y que permitan dar respuestas rápidas y eficaces ante posibles situaciones de emergencia, para que se minimice el impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema.

La posibilidad de reducir la potencia demandada por los consumidores que pretendan hacerlo, se presenta como una herramienta para resolver los incidentes que puedan conducir a fallos del suministro.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Los participantes consideran, por una parte, que la gestión de la demanda se utiliza en sustitución de la capacidad de generación y, por tanto, ésta debe ser tratada de forma análoga a los incentivos a la inversión en capacidad de generación (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa y E.ON).

Por otra parte, se considera que, puesto que en ambos casos los beneficiarios son todos los consumidores del sistema, su inclusión como coste de acceso es adecuada y se debería imputar según la participación en punta de cada cliente o la probabilidad de pérdida de carga correspondiente (Endesa).

Finalmente, la mayoría de los participantes manifiestan que las variables de facturación deberían ser las mismas que en el caso de la garantía de potencia o pagos por capacidad (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa y E.ON).

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?

Los operadores del sistema tienen que adquirir todo un conjunto de servicios, fundamentalmente del lado de la oferta, que aseguren el control estable del sistema eléctrico, designados como servicios del sistema. El operador del sistema contrata estos servicios del sistema, llamados reserva secundaria y terciaria, en un contexto de mercado, correspondiendo este modelo a un monopsonio.

Los costes asociados a las capacidades de reserva necesarias en el sistema vienen condicionados por factores que no dependen de las características de un comercializador en particular, sino que dependen de la demanda agregada del sistema y del mayor grupo encontrado en el mercado. De esta forma, podría ser razonable imputarlos de forma indiferenciada a los agentes, es decir, a través de la energía consumida en períodos temporales ampliados por aplicación de una tarifa de gestión del sistema.

La inexistencia de desvíos horarios de cada agente no impide que exista la necesidad de compensar desvíos agregados dentro del período horario. De esta forma, parece existir un porcentaje de estos costes que podrá ser imputado a los desvíos individuales de los distintos agentes de mercado. El otro porcentaje podría ser imputado a todos los agentes independientemente de sus desvíos individuales, a través de su inclusión en las tarifas de acceso a las redes, a semejanza de los costes del gestor del sistema.

Comentarios recibidos en la consulta pública

Hay varios participantes (Nera, Iberdrola y EDP) que distinguen dos tipos de coste en la gestión del sistema:

- Costes de energía: deben ser imputados a los consumidores que se desvían.
- Costes de banda (secundaria): hay que estimar la contribución de cada consumidor a la variabilidad de la demanda agregada.

Otros dos participantes (Unesa y E.ON) proponen que los costes de gestión del sistema sean repartidos entre todos los agentes y por último, tanto Unesa como Endesa consideran que el reparto de costes de gestión del sistema vigentes en España es adecuado (Endesa).

Finalmente, un participante (Gas Natural) señala que los costes fijos de gestión del sistema (reserva de regulación secundaria) al igual que el resto de costes de gestión del sistema, como la energía necesaria para la regulación técnica del sistema (secundaria, terciaria y desvíos), se deberían imputar únicamente a aquellos agentes que se desvíen.