

**RESPUESTA AL CUESTIONARIO DE LA
CONSULTA PÚBLICA DE LA COMISIÓN
NACIONAL DE ENERGÍA Y LA ENTIDADE
REGULADORA DOS SERVIÇOS
ENERGETICOS SOBRE LA ARMONIZACIÓN
DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS
TARIFAS DE ACCESO A REDES**



29 de septiembre de 2008

RESPUESTA AL CUESTIONARIO DE CONSULTA PÚBLICA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Y LA ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGETICOS SOBRE LA ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

APROBACIÓN DE LAS TARIFAS DE ACCESO

PUBLICACIÓN ANTICIPADA DE LAS METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS Y PROCEDIMIENTOS DE CONSULTA PÚBLICA

- 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?**

La discusión pública de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso debe ser abierta a todos y especialmente dirigida a los principales agentes o representantes del sector [opción (ii)], ya que dichos agentes son los que representan a todo el colectivo y tienen el conocimiento técnico necesario para opinar sobre las metodologías de imputación de los costes afectados.

No se considera adecuado que solamente se destine al Consejo Tarifario/ Consultivo, ya que en dichos Consejos ya que debe poder darse la oportunidad a todos los agentes de tener voz propia en las consultas, independientemente que en el Consejo Tarifario/ Consultivo estén representadas por representantes del sector.

- 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?**

El plazo dado debe ser adecuado para la respuesta y discusión adecuada de los temas. Sin embargo, dicho plazo no debe ser demasiado extenso, evitando mayores discrepancias entre los datos e hipótesis de referencia considerados en la consulta y los reales.

PROCESO DE DETERMINACIÓN Y APROBACIÓN DE TARIFAS

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

Los datos e hipótesis de referencia considerados en la consulta y la memoria económica correspondiente.

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

El adecuado para una respuesta justificada sobre la consulta correspondiente y la publicación de su pronunciamiento.

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

Los agentes principales deben poder valorar y opinar sobre la propuesta sometida al Consejo con antelación suficiente.

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

Los costes regulados se calculan habitualmente de forma anual, por consiguiente parece lógico que su traslado a las tarifas se realice anualmente si la metodología de cálculo considera convenientemente las correcciones de coste registradas respecto a los previstos.

Sin embargo, dado el fuerte déficit tarifario actual, debe procederse a revisiones trimestrales de forma que se permita recuperar el nivel real de costes de acceso de forma más gradual, evitando al mismo tiempo trasladar disminuciones de precios debido a revisiones de costes mientras no se elimine su déficit ex-ante correspondiente.

REPRESENTATIVIDAD DEL CONSEJO TARIFARIO/CONSULTIVO

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

La composición actual del Consejo Consultivo en España se considera adecuada.

COOPERACIÓN ENTRE LA ERSE Y LA CNE EN LOS PROCESOS DE DECISIÓN TARIFARIA

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?

La aplicación de las mismas metodologías de cálculo en la asignación de costes a clientes que tengan la misma naturaleza.

CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

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?

La separación de actividades vigente en España es adecuada para el correcto funcionamiento del MIBEL y el mantenimiento de la competencia en el mercado.

En todo caso, la separación de actividades no afecta propiamente a la metodología de cálculo de las tarifas de acceso cuando si éstas responden a costes asociados a retribución regulada.

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

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

El problema real del Sector en el momento actual es la existencia de un fuerte déficit tarifario, que será un problema básicamente de déficit de las tarifas de acceso, máxime teniendo en cuenta que en España en 2009 desaparecerá la tarifa integral y se creará la tarifa de último recurso, que debiera ser aditiva, suficiente y revisable cada 3 meses para recoger los costes reales de la energía.

La magnitud del déficit de tarifas actual en España, que según la Comisión Nacional de Energía, en su propuesta de revisión de tarifas a partir del 1 de octubre de 2008, superará en 1.300 – 1.400 M€ el déficit ex-ante de las actividades reguladas de 5.026 M€ previsto en la revisión de tarifas de enero de 2008, hace necesario establecer mecanismos que resuelvan el problema de déficit existente y evitar o limitar la aparición de déficit futuros, de modo que los ingresos por tarifas de acceso se adapten a los costes de acceso que han de ser cubiertos.

Este desequilibrio entre ingresos y costes incide de forma directa en la remuneración de las actividades reguladas, al aumentar la presión sobre su remuneración propuesta, tal y como ha sucedido en los últimos años en ciertas actividades reguladas en España.

Dado que el mantenimiento del déficit tarifario a lo largo de los años es una señal totalmente ineficiente desde el punto de vista económico, es indispensable su rápida solución, de forma que se traslade a todos los clientes la señal económica correcta de su consumo.

Adicionalmente, es **absolutamente necesario un alineamiento de la señal de coste según su naturaleza** y pago que realizan los clientes, evitando ineficiencias en la imputación del coste y subvenciones cruzadas entre clientes.

En este contexto se hace necesario entre otros aspectos revisar la totalidad de los costes que pagan los clientes en su factura, externalizando de la factura aquellos que

por su naturaleza y aplicación no tienen relación con el coste de servicio eléctrico. Este es el caso por ejemplo de los costes de Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

Por otra parte, dado el carácter de Suministro Esencial de la electricidad, tiene sentido equiparar su tributación a otros productos considerados como tales. De igual forma que en otros países de nuestro entorno, tiene sentido considerar en España la aplicación de un I.V.A. reducido para clientes domésticos, en determinadas variables o, en su caso, para determinadas actividades (Tarifas de acceso). Los recursos que se liberaran de la reducción del I.V.A. se destinarían a aumentar las tarifas de acceso, de modo que sin incrementos de costes reales para los consumidores se ayudaría a resolver el problema de déficit existente. Lo mismo ocurriría con el Impuesto de la Electricidad.

COSTES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

COSTES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

COSTES RELACIONADOS CON DECISIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MEDIOAMBIENTAL Y COSTES DE INTERÉS ECONÓMICO GENERAL

DÉFICIT DE INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES

COSTES DERIVADOS DE AJUSTES TARIFARIOS

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

A continuación se detallan aquellos costes que deben considerarse en las tarifas de acceso en España, así como aquellos que deban tener una imputación diferente.

A. COSTES QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO

Los costes del escandallo previsto para el ejercicio 2008 que deben considerarse en la tarifa de acceso de 2009 son los siguientes:

- TRANSPORTE
- DISTRIBUCIÓN
 - Retribución a la Distribución
 - Margen Distribuidores D.T. 11ª
 - Calidad del servicio
- GESTIÓN COMERCIAL realizada por la Distribución
- PERMANENTES
 - Compensación extrapeninsulares
 - Operador del sistema
 - CNE

- Plan de viabilidad de ELCOGAS
- Incentivo al consumo del carbon autóctono
- Déficits de actividades reguladas
 - Déficits de ejercicios anteriores
 - Déficit ex - ante previsto en el ejercicio
- DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO
 - Moratoria Nuclear
 - 2ª parte del ciclo de combustible nuclear
- PAGO POR CAPACIDAD
- SERVICIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA
 - Gestión de demanda de Interrumpibilidad
 - Gestión de demanda de Energía reactiva
- PRIMA DEL RÉGIMEN ESPECIAL
- INGRESOS POR EXPORTACIONES

Dado el carácter regulado en los pagos y cobros, entendemos que tanto **los pagos por capacidad**, como los **servicios de gestión de la demanda**, **deben ser incluidos en las tarifas de acceso**.

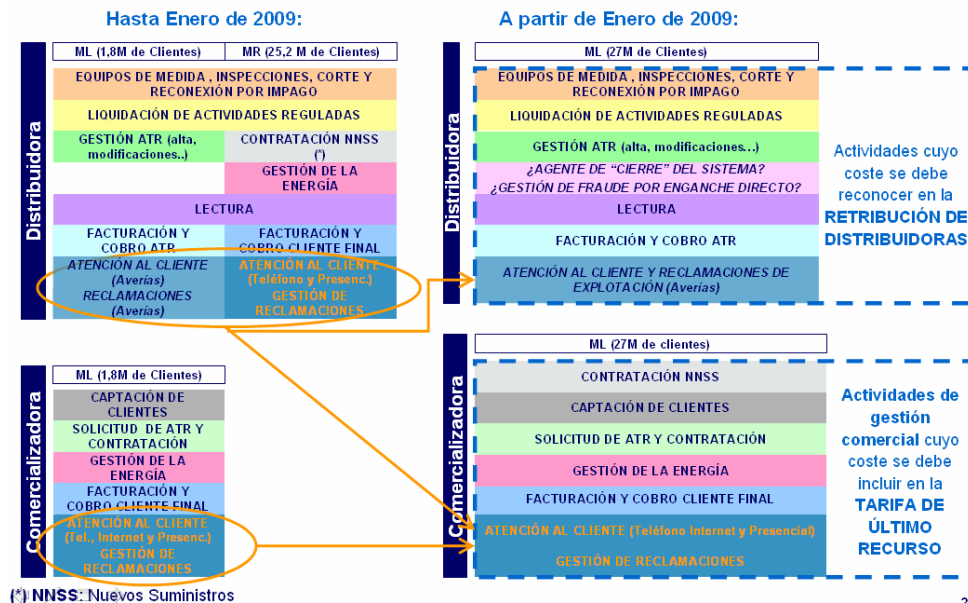
En relación con el **coste de gestión comercial realizado por la empresa distribuidora**, **coste de gestión de acceso** de acuerdo a la nueva nomenclatura establecida en el Real Decreto 222/2007 de retribución de la actividad de distribución eléctrica, es necesario poner de manifiesto que el nuevo esquema regulatorio en el mercado eléctrico español implica que el distribuidor dejará de vender energía a cliente final, pero esto no implica que no deba seguir atendiendo a los clientes ya que la empresa seguirá siendo responsable de la gestión de las redes de distribución, de los accesos y conexiones, de la calidad del suministro, etc.

Por ello, es necesario recordar que en el nuevo escenario, la retribución asociada a la gestión comercial que hasta la fecha percibía la empresa distribuidora como consecuencia de los costes asociados a las actividades de gestión comercial no debe ser considerada como los costes de comercialización para la atención a clientes de tarifa de último recurso. La asimilación de costes de gestión comercial con los costes de comercialización supondría que:

- La retribución de la actividad de distribución eléctrica estaría infravalorada dado que la retribución de gestión comercial asignada en la actualidad ya es deficitaria y su desaparición ahondaría aún más esta situación.
- La determinación de los costes de comercialización por mera traslación de costes daría lugar a una asignación sin soporte alguno y que, como será mostrado en este documento, resulta insuficiente, haciendo inviable la actividad de comercialización de último recurso.

Por ello, resulta necesario hacer una definición de todas las actividades comerciales que desarrollarán tanto los distribuidores como los comercializadores de último recurso. El siguiente gráfico plasma gráficamente las distintas actividades a realizar

por la empresa distribuidora y por el comercializador de último recurso relativas a la atención del cliente.



En relación con la actividades a desarrollar por la empresa distribuidora y de acuerdo con la definición contenida en la información regulatoria de costes (Anexo I de la Circular 1/2007, de 26 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre actualización de la Circular 1/2006, de petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de la retribución a la actividad de distribución y supervisión de la misma), serían las siguientes:

- Gestión y control de ATRs de distribución (CECO 601).
- Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información (CECO 602), incluyendo costes de actualización de equipos (CECO 715) y costes de reparametrización (CECO 716).
- Inspecciones y control de fraudes (CECO 603).
- Facturación (CECO 604).
- Cobros (CECO 605).
- Gestión de impagados (CECO 606).
- Atención al cliente en oficinas comerciales (CECO 607).
- Centros de atención telefónica (CECO 608).
- Gestión de las compras de energía (CECO 401).

Estas actividades seguirán siendo desarrolladas por la empresa distribuidora. No obstante, el alcance en algunas de ellas será más limitado en consecuencia podría dar lugar a una reducción de los costes. Estas áreas de reducciones potenciales de costes serían facturación, cobros y atención al cliente en oficinas comerciales, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- En relación con la facturación y cobro, el ahorro de costes vendría derivado por la reducción del número de operaciones asociadas. Sin embargo, los sistemas que dan apoyo a estas tareas deberán seguir siendo los mismos ya que las bases de datos y su gestión permanecerán invariadas.
- En relación con la atención al cliente, el distribuidor debería de estar dimensionado para atender las averías e incidencias, así como la recepción de nuevas conexiones de red. Dado el nivel de exigencia en cuanto a calidad, la distribuidora debe seguir atendiendo a los clientes con la misma eficacia que hasta la fecha.

En cualquier caso, incluso considerando los ahorros de costes potenciales, se tendría un coste total de gestión de los accesos que es superior a la retribución asignada a ENDESA Distribución por gestión comercial. Por lo tanto, y con el fin de asegurar la correcta correlación ingresos – costes necesarios para que la actividad sea económicamente viable, los ingresos asignados a la empresa distribuidora en concepto de gestión comercial no deberían verse afectados tras la aparición de la tarifa de último recurso.

B. COSTES QUE NO DEBEN SER CONSIDERADOS EN EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO

Con respecto al coste del **Operador del Mercado**, la ley 54/1997 modificada por la ley 17/2007 lo elimina de los costes permanentes de funcionamiento del sistema, si bien la Disposición Transitoria Decimonovena establece que hasta que se integren OMEL y OMIP en un único operador se podrá seguir considerando su retribución como coste permanente. El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, recoge que esta integración deberá realizarse antes de dos años desde la entrada en funcionamiento del MIBEL, el cual empezó a funcionar el 1 de julio de 2007. Dado que la retribución de OMEL sólo podrá incorporarse como máximo en la tarifa de acceso en los seis primeros meses de 2009, se propone que desde el 1 de enero OMEL se financie a cargo de los agentes que participan en los mercados gestionados por dicho operador.

Por otra parte, se considera que el coste de **Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4)**, que asciende a 275,9 M€ para el ejercicio 2008, ni es propiamente un coste de distribución, tal y como viene explicitado en el escandallo previsto para el ejercicio 2008, ni tiene aplicación directa en el coste del suministro eléctrico, por lo que debería trasladarse a los clientes, bien a través de los Presupuestos Generales del Estado o a través de una tasa aplicada a todos los vectores energéticos de forma

simétrica. En caso contrario se provocan asimetrías entre sectores, produciendo ineficiencias en su imputación a clientes y falta de equidad.

C. MODIFICACIONES IMPOSITIVAS EN LA FACTURA ELÉCTRICA

Fuera del escandallo de costes propuesto, pero vinculados a la tarifa de acceso, por formar ésta parte de su base imponible, nos encontramos con el Impuesto sobre la electricidad y el I.V.A. Ambos constituyen una parte importante del coste final del suministro eléctrico para el consumidor, pero atendiendo a su finalidad podrían verse reducidos, lo que permitiría liberar recursos que se destinarían a aumentar las tarifas de acceso, de modo que sin incrementos reales de costes para los consumidores se ayudaría a resolver el problema de déficit existente.

En relación con el **Impuesto sobre la electricidad**, considerando que dicho impuesto supone un 4,864% de la factura eléctrica previa al I.V.A., ello supone que en el ejercicio 2008 unos 1.234 M€ pagados por los clientes eléctricos serán recaudados en concepto de este impuesto. Dicha cantidad equivale al 4,23% del coste del servicio previsto y un 24,7% del déficit de actividades reguladas previsto.

Adicionalmente, los importes recaudados por estos conceptos, que ya están siendo pagados por el consumidor, están desligados por completo de los motivos a los que inicialmente estaban destinados. Ello implica que sería posible eliminar este impuesto, aumentando al mismo tiempo las tarifas de acceso, sin que de este modo se incrementara el coste real soportado por los consumidores, pero reduciendo el déficit de las tarifas de acceso existente.

Por otra parte, dado que el suministro eléctrico tiene carácter de suministro esencial, debería equipararse su tributación a la de otros productos equivalentes. En este sentido, tiene sentido la aplicación del tramo reducido del **Impuesto sobre el Valor Añadido** del 7%, de igual forma que se realiza actualmente al suministro de agua, los productos alimentarios no básicos, transportes de viajeros, hostelería, restauración, servicios de radiodifusión digital y terrestre, etc..

Existen varias opciones, en la aplicación de un tipo reducido frente al general en el consumo eléctrico, alguna de ellas aplicadas en países de nuestro entorno:

- Tramo reducido del 7% a los suministros domésticos: Reduciría el pago final de los clientes en unos 547 M€, aunque en el futuro podría tener un impacto mayor dependiendo de la senda tarifaria de dichos clientes. Esta medida permite aliviar las cargas en el cliente que necesita más protección, y actualmente se aplica en el Reino Unido (el I.V.A. aplicado a los domésticos es el 5% y a los no domésticos el 17,5%) y en Italia (el I.V.A. aplicado a los domésticos es el 10% y a los no domésticos el 20%, excepto en algunas industrias).

- Tramo reducido del 7% a la totalidad de las tarifas de acceso: Supondría una reducción de recaudación inicial de unos 649 M€, No obstante, si las tarifas de acceso reflejasen correctamente los costes, para lo cual deberían incrementarse notablemente, la recaudación incremental podría alcanzar los 967 M€, anulando de este modo la reducción de recaudación.. Esta medida permite distinguir entre el carácter regulado de ciertas actividades y el consumo de energía en la tributación. Una situación parecida la podemos encontrar en Francia, donde se aplica un I.V.A. del 5,5% en el término fijo de la factura y un 19,6% sobre el consumo y tasas.

La disminución de la recaudación impositiva indicada anteriormente permitiría liberar recursos, sin efecto real sobre el coste del consumidor, que se destinarían a incrementar las tarifas de acceso, reduciéndose el déficit de las tarifas de acceso. En relación con el IVA, la relocalización de los recursos vía incremento de tarifas de acceso no tendría efecto real en los costes en la medida en que afecte a pagos, por tarifas de acceso y energía, de clientes sin derecho a deducir el IVA soportado, básicamente consumidores domésticos.

4. METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DE COSTES

Para poder enviar una señal económica eficiente, es necesario asignar a cada segmento de clientes cada concepto de coste según su naturaleza y reflejando de la forma más cercana a la realidad el coste incurrido.

Dado que en la tarifa de acceso se incluyen costes que no responden propiamente al servicio eléctrico, dichos costes deberían asignarse a través de una metodología que asegurase una señal eficiente del sistema en su conjunto al mismo tiempo que se asegure la equidad en la asignación a los diferentes segmentos de clientes.

La siguiente tabla muestra los diferentes criterios de asignación considerados eficientes para cada concepto de coste de la tarifa de acceso correspondiente a enero de 2008:

A continuación se describen los criterios de asignación considerados:

- **Transporte y Distribución:**

A partir de los datos contables de las empresas de transporte y distribución, se debe efectuar una imputación de los distintos costes de cada una de las actividades a cada nivel de tensión.

Cada tarifa deberá soportar los costes de su nivel de tensión y la parte proporcional correspondiente a costes de niveles de tensión superiores.

La imputación de costes de un mismo nivel de tensión entre cada tarifa correspondiente, se realizará asignando los costes acreditados en función de la potencia demandada y energía circulada.

Para determinar la potencia demandada se utilizará la formulación siguiente:

$$PotenciaDemandada = PotenciaFacturada * \left(\frac{1}{HorasUtilización} \right)^{Coeficiente}$$

Coeficiente= 0,18825 (estimación 2008)

La imputación de costes de niveles de tensión superiores por tarifa se realizará asignándose según la energía circulada en cada nivel de tensión con un reparto dado por la metodología integralista.

Por otra parte, para cada tarifa, los costes de red cercana al cliente deberían asignarse al término de potencia, al ser la potencia máxima demandada el parámetro fundamental que determina el dimensionamiento de la red cercana necesaria, mientras que los costes asociados a niveles de tensión superiores deberían asignarse al término de energía.

- **Gestión comercial** de la actividad de distribución:
 - Los costes comerciales fijos correspondientes (€/cliente-año) se deben incorporar como un valor fijo, incluido en el término de potencia.
 - Los costes comerciales variables, dependientes del consumo, se deben trasladar en el término de energía (€/kWh).
- **Pagos por capacidad y servicios de gestión de la demanda:**
 - Imputación por participación en punta o a partir de la probabilidad de pérdida de carga. Dicho coste debe recaer básicamente en el periodo horario de punta, y como máximo en el periodo llano.
- **Déficits de actividades reguladas y prima al régimen especial:**
 - Reparto según criterio de elasticidad (Ramsey, porcentaje, etc...).
 - Su señal no debe modificar las señales de asignación técnicas básicas.

Reparto Ramsey: En base a criterios de valoración de elasticidad de los clientes de cada tarifa, el coste se asigna de forma diferenciada a cada una.

Reparto en porcentaje: Reparto porcentual sobre la imputación técnica realizada para el resto de costes. Dicha imputación, no modifica la estructura de coste técnico determinada previamente.

- **Resto de costes:**
 - En porcentaje.

Una vez asignado cada coste correspondiente a cada segmento de cliente según el coste incurrido, debe realizarse su imputación horaria para obtener el precio adecuado a cada periodo tarifario, diferenciando entre costes técnicos y no técnicos:

- Los **costes técnicos** deben imputarse horariamente según la metodología integralista, ya que refleja convenientemente la participación en costes para cada periodo horario:
 - Reparto del coste de energía según la potencia máxima demandada de cada segmento.
 - Determinación del precio horario del coste total de energía para cada segmento considerando el coste asociado a la potencia máxima de cada periodo horario.
- Los **costes no técnicos**, o bien se imputan mediante la misma metodología que los costes técnicos, o pueden ser utilizados para traspasar a los clientes señales adicionales a las técnicamente eficientes, de acuerdo con la política energética considerada y respetando en todo momento el equilibrio de ingresos.

TARIFAS EN VIGOR DE ACCESO A REDES EN ESPAÑA Y PORTUGAL

TARIFAS DE ACCESO A REDES APLICADAS EN ESPAÑA

TARIFAS DE ACCESO A REDES APLICADAS EN PORTUGAL

TARIFAS QUE REFLEJAN COSTES

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

MECANISMOS DE ASIGNACIÓN DE COSTES A TARIFAS: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

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

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

Se considera correcta la segmentación de clientes por potencia y nivel de tensión de las tarifas de acceso actuales en España.

La estructura de las Tarifas de Acceso debería considerar los siguientes términos:

Término de potencia.

Término de energía activa.

Término de energía reactiva.

Término de excesos de potencia.

Término de excesos de consumo.

Para cada segmento de clientes debe establecerse un precio de cada término, con carácter anual y diferenciado según la discriminación horaria. Dichos precios deben incrementarse a medida que se apunta el periodo tarifario.

Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual a la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n) para todos los segmentos de clientes.

Por otra parte, el término de excesos de consumo en el caso español, debería ser únicamente de aplicación para potencias contratadas de hasta 15 kW. Adicionalmente para no introducir distorsiones en el mercado, **la progresividad debe incorporarse directamente a la tarifa de acceso** como término por exceso de consumo bimestral.

Aunque estructurar los términos de energía en la tarifa con valores crecientes (tarifa progresiva), puede provocar distorsiones y subvenciones cruzadas si no responde a costes incurridos, se considera que en un entorno de alto déficit tarifario favorece la eficiencia energética, si con esta medida se traslada el coste real de la energía, aunque sea sólo a una parte de la energía.

Debe garantizarse que a partir de un determinado nivel de consumo el cliente doméstico paga el coste real del suministro y no un término de energía subvencionado a través del déficit tarifario.

Los periodos horarios de cada discriminación horaria deberían ser adaptados para cada zona de distribución, siendo el cómputo de horas de cada periodo igual en todo el territorio nacional.

Adicionalmente, debe considerarse que la estructura tarifaria pueda variar en un futuro con la instalación de los nuevos equipos de medida, siendo necesario:

- Revisar en el futuro la estructura de tarifas de acceso actual:
 - Segmentación técnica, según potencia y nivel de tensión, con costes similares. Actualmente, algunos puntos frontera claros son:
 - Baja Tensión: Monofásico vs. trifásico
 - Baja Tensión: Medida directa vs. Indirecta con trafos de medida
 - Frontera BT/MT
 - Cuando el porcentaje de nuevos equipos de medidas horarios supere un determinado umbral, deberían poder aplicarse 3 periodos tarifarios a todos los clientes en baja tensión.
 - Modificaciones de horarios correspondientes a los periodos tarifarios de clientes con TA de 6 periodos. Por otra parte, no aportaría valor incrementar el número de periodos.
- Realizar una gestión dinámica de la potencia demandada.

Debido a las necesidades de potencia actuales, derivados del equipamiento eléctrico típico, las nuevas contrataciones requieren de instalaciones con una capacidad mínima de 20 Amperios, por lo que no tiene sentido segmentar las tarifas de acceso domésticas con potencias menores.

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

Los costes de capital necesarios para evitar pérdidas actuales y futuras forman parte del incentivo de las empresas distribuidoras a la disminución de pérdidas, debiendo estar dicha señal en la retribución de la actividad de distribución. Dicho incentivo, por tanto, forma parte del coste de distribución a imputar al cliente, no siendo necesario una diferenciación expresa de los costes de capital para evitar pérdidas futuras.

Las pérdidas actuales, al ser un componente de energía, deben ser traspasadas al cliente en su adquisición de energía, siendo adecuada la aplicación actual de coeficientes de pérdidas diferenciados según el periodo horario.

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?

En los clientes con equipo de medida que lo permita, la facturación de la potencia contratada y facturación de excesos sobre dicha potencia contratada permite una traslación de precios más equitativa al cliente.

El intervalo actual de 15 minutos considerado en los actuales excesos de potencia de las tarifas en España se considera correcto.

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

La energía reactiva tiene dos efectos sobre la red de transporte y distribución, el primero es una mayor saturación de las instalaciones y el segundo es un aumento de su nivel de pérdidas.

La capacidad máxima de una red viene limitada por su potencia aparente. La eficiencia óptima se consigue cuando toda la capacidad de las instalaciones se destina a distribuir energía útil, la energía activa (kWh). Cuando el factor de potencia o $\cos \varphi$ es igual a 1, quiere decir que la instalación sólo distribuye energía activa.

Cuando se dice que una instalación tiene un $\cos \varphi = 0,9$ ó $\cos \varphi = 0,8$, quiere decir, en el primer caso, que un 10 % de la instalación está desaprovechado (un 20 % en el segundo caso), estando dicha capacidad utilizada por la energía reactiva.

La energía reactiva no produce ningún trabajo útil, en cambio sí que provoca que se incrementen las pérdidas, y además de forma cuadrática. Cuando se distribuye energía con un factor de potencia de 0,9 en vez de 0,95, las pérdidas se incrementan en un 11%. Ello quiere decir que, si la penalización actual por excesos de energía reactiva fuera establecida correctamente en $\cos \varphi = 0,95$ y los clientes compensaran su energía reactiva, las pérdidas medias del sistema eléctrico se reducirían del 9,1% al 8,2 % o lo que es lo mismo 2,4 TWh/año. Que traducido a emisiones significa entre 1 y 2,5 MtCO₂/año.

Las baterías de condensadores son una solución económica al problema de la energía reactiva, pero su efecto sólo se produce aguas arriba del punto de conexión, por lo que su instalación debe producirse a nivel de cliente.

El factor de potencia medio actual en cliente final es aprox. de 0,85, compensándose mediante baterías de las distribuidoras hasta alcanzar un 0,94 en fronteras transporte-distribución.

EVOLUCIÓN DEL COMPLEMENTO EN ESPAÑA

La formula utilizada históricamente para determinar el complemento en tarifa integral ha sido $\text{Comp.Rva (\%)} = (17 - \cos^2 \varphi) - 21$, penalizando poco factores de potencia próximos a 1. Sin embargo se incrementaba cuadráticamente, alcanzando un 47% para $\cos \varphi = 0,5$.

Dicha formula se aplica a la tarifa base, lo que quiere decir que también se aplica a la energía. Para un $\cos \varphi = 0,8$ el recargo resultante es de unos 7 €/MWh de activa consumido, no existiendo diferenciación por periodos horarios.

En 1998, con las primeras tarifas de acceso no se estableció complemento por energía reactiva. Las grandes empresas consumidoras, conforme se liberalizaban, desconectaron sus baterías de condensadores. Este hecho junto con el apuntamiento de la curva de carga, provocó la crisis de cobertura de la demanda de Diciembre de 2001.

Las nuevas tarifas de acceso, establecidas mediante el RD 1164/2001, determinaron que debía aplicarse un complemento de unos 36 €/MVARh para el exceso de consumo del 33% sobre el consumo de activa. Por tanto se estableció el punto de indiferencia en $\cos\phi = 0,95$ (consumo reactiva = 33 % consumo activa).

Mediante el RD 2392/2004 que establece la tarifa par 2005, se sustituyó la fórmula existente por la siguiente tabla:

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

Para $\cos\phi < 0,95$ y hasta $\cos\phi = 0,90$: 0,000010 euros/kVArh.

Para $\cos\phi < 0,90$ y hasta $\cos\phi = 0,85$: 0,012531 euros/kVArh.

Para $\cos\phi < 0,85$ y hasta $\cos\phi = 0,80$: 0,025063 euros/kVArh.

Para $\cos\phi < 0,80$: 0,037594 euros/kVArh.”

El punto de indiferencia se redujo hasta $\cos\phi = 0,9$ y se aplicó una penalización reducida hasta $\cos\phi = 0,85$.

OBJETIVOS DE LA PROPUESTA

1) RECUPERAR 0,95 COMO $\cos\phi$ OBJETIVO.

Se trata de recuperar la compensación objetivo que se estableció en 2001. Téngase en cuenta que, en países Europeos de nuestro entorno, el factor de potencia objetivo se sitúa entre 0,93 y 0,95.

El Operador del Sistema, mediante su PO 7.4, exige a los distribuidores conectados a Transporte un factor de potencia de 0,95, se trataría, por consiguiente, de hacer extensiva esta exigencia aguas abajo de la red de Distribución.

2) COMPLEMENTO DIFERENCIADO POR PERIODOS HORARIOS Y NIVELES DE TENSIÓN.

La red de distribución acostumbra a presentar un factor de potencia inductivo en sus horas punta, consumiendo por tanto energía reactiva, y un factor de potencia capacitivo en horas valle, vertiendo energía reactiva.

Por consiguiente, la conclusión es que el complemento de energía reactiva debe estar diferenciado por periodos horarios.

Carece de sentido penalizar el consumo de energía reactiva en horas valle, ya que dicho consumo puede ser beneficioso para el sistema eléctrico. La penalización por consumo de energía reactiva en punta debe ser mayor, ya que es cuando el sistema tiene menor capacidad disponible.

La propuesta incluye sólo aplicar el complemento de reactiva en periodo punta y llano con precios diferentes y no aplicar el complemento para la energía consumida en valle.

No es válida la solución de que un cliente tenga un factor de potencia medio de 0,95 para la totalidad de su consumo, si luego en horas punta dicho valor es de 0,85.

El complemento debe ser proporcional al pago por periodo horario de la tarifa de acceso. Si la tarifa de acceso en punta es dos veces la tarifa de acceso media, el complemento también debe ser dos veces el complemento medio.

VALORES PROPUESTOS EN ESPAÑA

Se está elaborando una nueva propuesta de complemento de energía reactiva, basándose en las premisas expuestas anteriormente. Los valores inicialmente resultantes se recogen en la tabla siguiente en €/MVARh, para los excesos sobre el 33 % de la activa:

| Baja Tensión | | Media Tensión | | Alta Tensión | |
|--------------|-------|---------------|-------|--------------|-------|
| Punta | Llano | Punta | Llano | Punta | Llano |
| 43,30 | 21,65 | 26,04 | 13,02 | 14,96 | 7,48 |

El escalón AT comprende los niveles de tensión 2 y superiores del sistema tarifario actual.

VARIABLES DE FACTURACIÓN ADECUADAS A LA RECUPERACIÓN DE LOS COSTES DE COMERCIALIZACIÓN DE REDES

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

Dado que existen costes fijos y costes variables en la actividad de gestión comercial, la asignación de los costes comerciales debe realizarse en base a:

- La parte de costes comerciales dependientes del cliente (€/cliente-año) se deben incorporar a la TA como un valor fijo en €/cliente, incorporándose en el término de potencia de la TA, sin necesidad de un término adicional que complique la facturación del cliente.
- La parte de costes comerciales dependientes del consumo (€/MWh), se trasladan directamente al término de energía de la TA.

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?

La **potencia contratada** es la variable de facturación más adecuada para la recuperación de aquellas partidas de costes comerciales que no dependen del nivel de consumo del cliente, debido a que se puede incorporar como un término fijo y permite una mayor sencillez en la facturación.

De igual forma, la **energía activa consumida** es la más adecuada para la recuperación de las partidas de costes comerciales dependientes del nivel de consumo del cliente (tasa de ocupación vía pública, morosidad, etc...).

Adicionalmente, dado hay costes que dependen de otras variables, como la medición y facturación, el coste comercial debe considerar el número de lecturas necesarias para cada facturación según el número de periodos horarios que se deriven de la tarifa contratada por el cliente y su periodicidad correspondiente.

VARIABLES DE FACTURACIÓN ADECUADAS A LA RECUPERACIÓN DE LOS COSTES DE GESTIÓN DEL SISTEMA

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?

Todos los gastos regulados, incluidos los asociados al gestor del sistema, deben imputarse reflejando lo más fielmente posible su naturaleza, asegurando la eficiencia económica de la señal trasladada y su estabilidad del coste trasladado a los beneficiarios de las actividades realizadas por el gestor del sistema.

En este sentido, la recuperación de los costes a través de las tarifas de acceso se puede considerar adecuada en aquellas actividades de gestión del sistema que benefician a todos los clientes y que no sean imputables a ningún cliente en concreto.

Sin embargo, los costes de gestión del sistema que sean imputables a algún agente en concreto, como los servicios complementarios, deben de imputarse a los

responsables de dichos costes, minimizando de esta manera los sobrecostes globales derivados de la diferencia entre la generación real y la programación prevista.

VARIABLES DE FACTURACIÓN ADECUADAS A LA RECUPERACIÓN DE LOS COSTES DE GARANTÍA DE POTENCIA

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?

Desde la entrada en vigor del MIBEL, tanto España como Portugal decidieron tender a la armonización de sus estructuras tarifarias. Este proceso de armonización está inspirado en los principios de aditividad tarifaria, de transparencia, de uniformidad y deberá reflejar los costes reales incurridos en el abastecimiento de energía eléctrica, así como tomar como referencia los precios de los mercados.

Desde Endesa consideramos esta idea como positiva. Asimismo pensamos que es necesaria la existencia de una regulación similar que no otorgue, a ninguno de los agentes instalados en los dos países miembros, ventaja competitiva alguna en ninguno de los aspectos claves del sector eléctrico: generación, distribución y transporte.

En la Orden Ministerial ITC/2794/2007, se modificó el mecanismo vigente hasta entonces de garantía de potencia, sustituyéndolo por los pagos por capacidad. Estos pagos por capacidad pueden ser recibidos por las centrales generadoras en función de dos conceptos. Por un lado existe un pago a la disponibilidad – que recibirán aquellas centrales que pongan a disposición del Operador del Sistema una potencia durante un periodo determinado – y por otro lado un incentivo a la inversión que tienen por objeto proporcionar una señal económica de permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado

En Portugal el pago por capacidad no está establecido actualmente. Además, consideramos que el intento de implantación del mismo carecería de sentido dado que no existe libertad de instalación por parte de las empresas generadoras. En Portugal es el Gobierno quien planifica y decide en consecuencia qué centrales – potencia y tipo de tecnología – se han de instalar, así como su ubicación.

En cualquier caso, y asumiendo que las tarifas en Portugal y España deben seguir una tendencia de armonización, entendemos que el término de pago por capacidad tendría que ser incorporado como otro concepto más de coste regulado internalizado en la tarifa de acceso.

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?

Dada la naturaleza de los pagos por capacidad, es correcto su traslado al cliente tanto mediante cargos por la energía consumida en los periodos de mayor carga del sistema, como por la potencia demandada en punta, incorporándolos a la tarifa de acceso.

Sin embargo, su imputación al cliente a través de los diferentes precios de los términos de energía permite dar una señal más eficiente para que éste traslade consumos desde los periodos de mayor demanda en el sistema a los periodos de menor demanda.

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

Sí, ya que permite una mayor discriminación de precios por periodos horarios, y por tanto aumenta la señal económica para que el cliente traslade consumos a los periodos de menor demanda del sistema.

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

Las horas consideradas al periodo valle correspondiente a cada tarifa.

VARIABLES DE FACTURACIÓN ADECUADAS PARA LA RECUPERACIÓN DE COSTES DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL Y DE INTERÉS ECONÓMICO GENERAL

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?

Por un lado, la factura eléctrica pagada por los clientes debe hacerse cargo de los costes de suministro eléctrico, por lo que deberían revisarse aquellas partidas de costes incluidas en las tarifas de acceso y los impuestos que no corresponden propiamente al coste del servicio por la actividad de suministro eléctrico y externalizarlos.

En los casos que se consideren costes en las tarifas de acceso que no sean imputables propiamente a los parámetros de facturación del cliente, la asignación debe realizarse de forma que se consiga su asignación óptima global, como podría ser a través de imputaciones con criterio de elasticidad, siempre y cuando se respeten las

señales de precio transmitidas en el reparto del resto de actividades (transporte y distribución, etc.).

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

Los costes de interés económico general que se consideren en las tarifas de acceso a redes deben de imputarse considerando:

- Reparto según criterio de elasticidad (Ramsey, porcentaje, etc...).
- Su señal no debe modificar las señales de asignación técnicas básicas.

La imputación al cliente puede realizarse mediante los siguientes repartos:

Reparto *Ramsey*: En base a criterios de valoración de elasticidad de los clientes de cada tarifa, el coste se asigna de forma diferenciada a cada una.

Reparto en porcentaje: Reparto porcentual sobre la imputación técnica realizada para el resto de costes. Dicha imputación, no modifica la estructura de coste técnico determinada previamente.

PERÍODOS TARIFARIOS

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?

Los consumidores de electricidad de alta tensión y de mayor consumo en baja tensión ya disponen de precios diferenciados en el tiempo, por los cambios en su capacidad de respuesta dependerá sobretodo de la diferencia de precios entre periodos y de su capacidad de trasladar consumos entre periodos o disminuirlos.

En el caso de los clientes de menor consumo, su capacidad de respuesta de los distintos grupos de consumidores se incrementará una vez se introduzcan masivamente los nuevos equipos de medida.

Las respuestas a potenciar, es incrementar la señal de precios horaria a tres periodos punta-llano-valle y conseguir una mayor flexibilidad en la demanda a través de medidas de gestión activa de la demanda.

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

Los grandes consumidores, en especial aquellos que disponen de capacidad suficiente para desplazar consumo entre periodos, muestran mayor receptividad respecto a opciones tarifarias basadas en precios horarios.

Por otra parte, dichos clientes valoran a su vez la estabilidad en los precios evitando la volatilidad en los precios del mercado eléctrico.

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

Los periodos horarios a considerar en España son los siguientes:

a) Tarifas de acceso para suministros en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y para suministros en Media Tensión (hasta 36 kV) y con potencia contratada inferior o igual a 450 kW.

Actualmente las tarifas de acceso no recogen el hecho diferencial de consumir durante fines de semana y festivos, este hecho sí está recogido en la tarifa integral y es apreciado por múltiples empresas de nuestro tejido industrial y comercial, que sin duda echan de menos al contratar su suministro en Mercado Libre. Un cambio en el calendario de la tarifa de acceso que recogiera un ciclo semanal, redundaría también en una optimización de las infraestructuras necesarias para atender el suministro eléctrico.

Por ello, se propone cambiar el calendario de las actuales tarifas de acceso 3.0A y 3.1A ampliando el valle a los fines de semana y festivos. El nuevo calendario quedaría como sigue:

Invierno

Periodo Punta: De lunes a viernes entre las 18 y las 22 horas.

Periodo Llano: De lunes a viernes entre la 8 y las 18 horas, y entre las 22 y las 24 horas.

Periodo Valle: De lunes a viernes entre las 0 y las 8 horas, y sábados y domingos las 24 horas.

Verano

Periodo Punta: De lunes a viernes entre las 11 y las 15 horas.

Periodo Llano: De lunes a viernes entre la 8 y las 11 horas, y entre las 15 y las 24 horas.

Periodo Valle: De lunes a viernes entre las 0 y las 8 horas, y sábados y domingos las 24 horas.

b) Tarifas de acceso para suministros en Media Tensión (hasta 36 kV) y con potencia contratada superior a 450 kW y para Alta Tensión.

Proponemos la misma estructura que las existentes actualmente.

c) Tarifas de acceso para suministros en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW

Proponemos la misma estructura que las existentes actualmente.

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?

A medida que aumenta la tensión, la tarifa de acceso debe ofrecer más discriminación y estacionalidad, tal como sucede actualmente en el sistema tarifario español.

OPCIONES TARIFARIAS

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?

Tal y como se ha comentado en puntos anteriores, se precisa un nuevo calendario en las actuales tarifas de acceso 3.0A y 3.1A, con la finalidad de recoger un **ciclo semanal**.

Adicionalmente, el precio de la energía reactiva tiene que ser mayor en punta que en llano y al disminuir el nivel de tensión. El factor de potencia en el que se inicia la penalización debe ser realmente el recogido en las tarifas de acceso en España de 0,95, evitando la situación actual derivada de los precios de exceso vigentes para los excesos registrados entre un factor de potencia de 0,95 y de 0,90 y que suponen que en la práctica el factor de potencia de indiferencia sea igual a 0,90.

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

Según lo comentado anteriormente, se considera preciso un cambio en el calendario de las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A que permita recoger un ciclo semanal.

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

La diferenciación actual del servicio y calidad del producto se considera correcta, dado el alto nivel exigencia requerido.

PERÍODO TRANSITORIO

TARIFAS DE VENTA A CLIENTES FINALES DEL COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

EL PAPEL DE LAS TARIFAS DE LOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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

Las tarifas de último recurso deben respetar escrupulosamente los principios recogidos en la Ley 54/97 en su artículo 18, respecto a que estas tarifas deberán tener una suficiencia de ingresos y que no deberán ocasionar distorsiones de la competencia en el mercado.

En dicha ley se recogen los conceptos que se deberán incluir en ellas:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará atendiendo al precio medio previsto del kilovatio hora en el mercado de producción durante el periodo que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente.
- Los peajes de acceso que correspondan.
- Los costes de comercialización que correspondan.

Esta Tarifas de Último Recurso (TUR) se fijarán ex-ante para el trimestre posterior y dado que el agente que realice este suministro será un agente no regulado, según se establece en el artículo 18 de la Ley 54/1997, reformado por la Ley 17/2007 de 4 de julio de 2007, el coste de la energía considerado en la formación de la Tarifa de Último Recurso deberá ser el coste real de la energía.

De este modo se garantizará que el Suministrador de Último Recurso (SUR) no tendrá ningún riesgo en la compra de energía, coincidiendo sus costes de la energía con los ingresos que obtenga por el término de la energía de la TUR, **siendo ya innecesario realizar ningún proceso de liquidación del coste de la energía.**

Adicionalmente para no introducir distorsiones en el mercado, **la progresividad contemplada en la tarifa doméstica integral debe incorporarse directamente a la tarifa de acceso** como término por exceso de consumo bimestral.

El coste de producción de energía eléctrica

Un breve resumen del proceso para la determinación del coste de energía a incorporar en la TUR según los resultados de la subasta CESUR es el siguiente:

1. Determinación de la energía TUR

Unos 60 días antes de cada proceso trimestral de la tarifa TUR, cada comercializadora de último recurso debería facilitar al organizador de la subasta CESUR la mejor estimación de energía TUR para el trimestre subastado, desglosada en cada una de las tarifas TUR, bloques horarios de la tarifa y para cada mes del trimestre.

Cada comercializador debe comunicar qué porcentaje de su estimación de energía TUR desea cubrir en la subasta CESUR. Dicho porcentaje deberá ser al menos del 60% del mercado potencial previsto, teniendo en cuenta que otro 20% seguirá siendo adquirido en las subastas de OMIP. De eliminarse esta última adquisición, el porcentaje del 60% debería subir hasta el 75%.

2. Desagregación por periodos horarios

Los clientes con derecho a acogerse a la TUR se limitan a los de baja tensión, los cuales tienen tarifas de acceso de 1, 2 ó 3 periodos. Por tanto, es necesario determinar el coste de la energía en cada uno de estos periodos para cada cliente de tal forma que la relación entre los ingresos provenientes de la TUR y el coste de adquisición de la energía de los SUR sea el mismo para todos los suministradores.

Para ello, la energía prevista por cada suministrador de último recurso se desagrega en los periodos punta, llano y valle, utilizando para ello los perfiles estándares actuales. Mediante los perfiles estándares queda unívocamente definida la desagregación de la energía prevista en cada uno de los períodos punta, llano y valle para cada una de las tarifas TUR.

3. Volumen y perfil subastado

La suma de las previsiones del conjunto de suministradores de último recurso determinará el volumen de energía TUR que deberá ser subastado en la subasta CESUR.

Para obtener un perfilado más fácilmente subastable, se propone que en vez de subastar el perfil horario previsto se subaste la potencia media prevista en cada período horario para cada uno de los meses del trimestre subastado.

El subastado de un perfil modulable que recoja exactamente la demanda prevista conduce inexorablemente a negociar fracciones muy pequeñas de MWh e introduce una elevada complejidad en la definición del producto que puede restar liquidez, por lo que no resulta aconsejable al menos por ahora. Más adelante, conforme la demanda de la

TUR se vaya reduciendo y se vaya cogiendo experiencia podrá plantearse una subasta en la que se recoja la demanda modulada de los SUR.

En resumen, se subastaría la previsión para el conjunto de suministradores de último recurso mediante un perfil de 9 escalones (3 períodos horarios en tres meses) para todo el trimestre. El perfil se agruparía por trimestres en productos horizontales de base, punta y superpunta buscando que los productos sean lo más estándar posible. La subasta de productos horizontales es exactamente la misma que la de productos verticales y conduce al mismo equilibrio de mercado, aunque obliga a realizar una pequeña conversión aritmética para pasar de los precios horizontales a verticales para reflejarlos en la tarifa.

4. Subasta CESUR

La subasta se deberá realizar aproximadamente 1 mes antes del comienzo de cada periodo trimestral.

Sería una subasta simultánea con tres productos y precios diferenciados, base, punta y superpunta, por el método de reloj descendente, a semejanza de las que se realiza hoy en día en CESUR y en las emisiones primarias, y podrían establecerse diferentes periodos de entrega, por ejemplo trimestrales, semestrales y anuales.

El resultado final permitirá determinar un precio distinto para cada periodo trimestral de punta, llano y valle, en total tres precios por trimestre.

5. Coste energía en cada tarifa TUR

Una vez que la subasta determina los precios de punta, llano y valle trimestrales, es necesario seguir un proceso inverso, mediante los perfiles estándar, que nos determinará de forma unívoca el coste de energía a incorporar a cada tarifas TUR.

Para cada periodo tarifario contemplado en las tarifas TUR, los perfiles estándares determinan qué porcentaje de la energía es punta, llano y valle. A partir de los precios punta, llano y valle resultantes de la subasta se puede calcular unívocamente el coste de energía en la TUR correspondiente a la subasta CESUR.

$$\text{Coste energía TUR} = (\text{Coste energía CESUR} + \text{MP} + \text{D}) * (1 + \% \text{ Pérd.})$$

MP es el sobrecoste en €/MWh para adaptar el perfil subastado en CESUR al perfil previsto en los mercados diarios e intradiarios. Se calcula como porcentaje estándar sobre el coste de la energía CESUR.

D es el sobrecoste en €/MWh por los servicios de ajuste del sistema. Se calcula como porcentaje estándar sobre el coste de la energía CESUR a partir del coste esperado de los servicios de ajuste, (restricciones técnicas, banda de secundaria, etc) y de un desvío prudente en que puede incurrir el comercializador como diferencia entre la estimación final del mercado diario/intradiario y el perfil con medidas finales.

6. Agente de cierre del balance eléctrico

La implementación de la TUR equivale a la liberalización total del sistema, ya que todos los clientes serán suministrados por los comercializadores en igualdad de condiciones. En la actualidad, los comercializadores compran en el mercado la energía que consumen sus clientes, medida en contador de cliente e incrementada en pérdidas estándares.

Sin embargo, la medida horaria agregada de todos los consumidores no corresponde con su consumo real, equivalente a la medida de los generadores en barras de central. El origen de esta discrepancia se halla en que los perfiles aplicados a los clientes sin contador horario no coincide con su consumo real, y de igual forma, las pérdidas estándares no reflejan con exactitud las pérdidas reales horarias.

Al no cuadrar las medidas, la energía horaria adquirida en el mercado no coincide con la producida. El resultado es un descuadre económico del sistema y un incremento de la necesidad de los servicios de ajuste, ya que el descuadre acabaría siendo invariablemente un desvío del sistema si no hubiese ningún agente responsable de gestionar en el mercado este descuadre.

Sin lugar a dudas, la mejor opción sería que los comercializadores adquirieran en el mercado el consumo real de sus clientes, ajustando la medida de contador elevada a barras de central con pérdidas estándares con la demanda real en el mercado. Para ello el Operador del Sistema podría publicar diariamente con anterioridad al mercado diario un vector de ajuste que permita realizar esta conversión con la mayor exactitud posible. En cualquier caso, resulta del todo desaconsejable que el operador del sistema acuda al mercado a comprar o vender estos desajustes, pues esta posibilidad abre la puerta a que se utilice ineficientemente para incrementar la oferta de reserva en el sistema al margen de los procedimientos establecidos actualmente.

Las tarifas de acceso

Las tarifas de acceso que se incluyan en la TUR deberán ser las mismas que las que se apliquen a un cliente de las mismas características que acuda al mercado liberalizado.

Estas tarifas de acceso deberán incluir los siguientes costes:

- TRANSPORTE
- DISTRIBUCIÓN
 - Retribución a la Distribución
 - Margen Distribuidores D.T. 11^a
 - Calidad del servicio
- GESTIÓN COMERCIAL realizada por la Distribución
- PERMANENTES
 - Compensación extrapeninsulares
 - Operador del sistema
 - CNE
 - Plan de viabilidad de ELCOGAS
 - Incentivo al consumo del carbon autóctono

- Déficits de actividades reguladas
 - Déficits de ejercicios anteriores
 - Déficit ex - ante previsto en el ejercicio
- DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO
 - Moratoria Nuclear
 - 2ª parte del ciclo de combustible nuclear
- PAGO POR CAPACIDAD
- SERVICIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA
 - Gestión de demanda de Interrumpibilidad
 - Gestión de demanda de Energía reactiva
- PRIMA DEL RÉGIMEN ESPECIAL
- INGRESOS POR EXPORTACIONES

Dado el carácter regulado en los pagos y cobros, entendemos que tanto los pagos por capacidad, como los servicios de gestión de la demanda, deben ser incluidos en las tarifas de acceso.

La progresividad o penalización por excesos de consumo que actualmente están incluidas en las tarifas integrales domésticas sin discriminación horaria, debe estar incluida en la tarifa de acceso, trasladándose de forma íntegra y en la misma cuantía a la TUR. De esta forma se consigue que todos los clientes mantengan el incentivo al ahorro energético.

Los costes de comercialización

Para que la TUR no suponga una competencia desleal con la comercialización libre, debe incluir un término de coste comercial, que debe reflejar los costes asociados al desarrollo de las siguientes actividades:

- *Contratación de nuevos suministros.* Esta actividad contemplará tanto la contratación del crecimiento vegetativo como la captación de nuevos clientes, con tareas tales como: atención al cliente, contratación y solicitud del ATR, sistemas y costes de estructura, publicidad y promoción etc.
- *Operaciones asociadas al suministro.* Esta actividad contempla tareas tales como gestión del aprovisionamiento y previsión de la demanda, facturación y cobro, atención al cliente, gestión de reclamaciones, el pago de la tasa de ocupación de vía pública a los municipios donde se encuentre situado el suministro por la parte del coste de la energía, costes financieros asociados al decalaje temporal existente entre el cobro y el pago, etc.
- *Margen de comercialización.* Como no puede ser de otro modo, la actividad del suministro de último recurso deberá tener un margen suficiente para su sostenibilidad a largo plazo.



Para realizar la imputación en la TUR de los costes comerciales debemos considerar:

- La parte de costes comerciales dependientes del consumo (€/MWh), se trasladan directamente al término de energía de la TUR.
- La parte de costes comerciales dependientes del cliente (€/cliente-año) se deben incorporar a la TUR como un valor fijo en €/cliente. La propuesta, similar al caso de la tarifa de acceso, incorpora esta parte de costes comerciales en el término de potencia de la TUR.

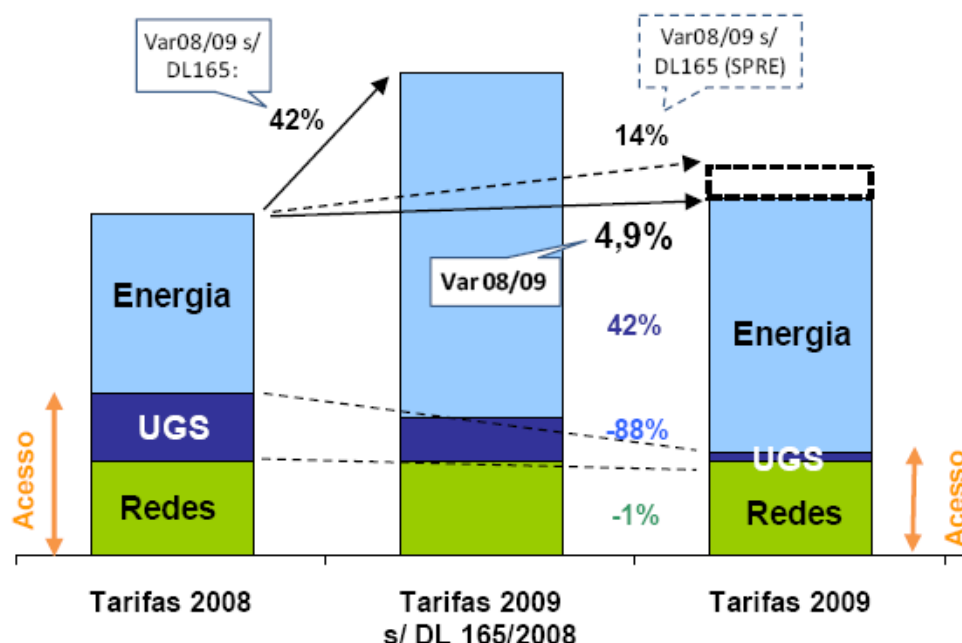
La situación del Suministrador de Último Recurso en el mercado portugués

Entendemos que la creación del Suministrador de Último Recurso (SUR), comercializando electricidad por intermedio de una Tarifa de Último Recurso (TUR), debe servir un propósito de garantizar el servicio público de garantía de suministro a todos clientes, protegiendo a los clientes que se sitúan en zonas aisladas o de menor interés económico para los agentes de mercado libre.

Sin embargo, para cumplir con el objetivo de liberalizar el mercado de comercialización de electricidad, la TUR debe, además de proteger a los clientes vulnerables, funcionar como un estímulo para que todos los clientes regulados tengan la posibilidad de cambiar a un comercializador libre. Es por ello que la TUR debe funcionar como un valor máximo razonable para recuperar los costes de aprovisionamiento, tarifas de acceso y comercialización al cliente final. El eventual sobrecoste de los clientes efectivamente dependientes del SUR se puede minimizar sea por mecanismos de acción social o eventual creación de escalones de consumo mínimo con precios subsidiados.

No obstante el Regulador Portugués, en su propuesta de tarifas para el año 2009, considera que [*"um acréscimo tarifário muito significativo das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aplicação de ajustamentos tarifários de anos anteriores (efectivos do ano t-2 e estimativas do final do ano t-1) representaria um risco sistémico que afectaria o equilíbrio de preços de todo o mercado retalhista, uma vez que poderia dar origem a um êxodo brusco dos clientes do comercializador de último recurso para outros comercializadores, tornando a recuperação de custos impossível de acontecer nas tarifas desse ano, provocando o colapso do comercializador de último recurso."*] (in Comunicado ERSE de apresentação de Tarifas 2009, 15 octubre 2008).

De esta forma el Gobierno y el Regulador portugueses buscaron una forma de combatir al déficit tarifario sin incrementar la TUR deliberadamente intentando conservar a los clientes finales en mercado regulado. Se incrementa el termino de energía de la TUR (de 50€/MWh a 70 €/MWh) buscando controlar el impacto de la subida de los costes de generación, pero manteniendo la TUR artificialmente baja proponiendo recuperar costes de años anteriores y resultantes de la subvención a régimen especial a lo largo de los próximos 15 años.



Consideramos que esta situación es totalmente inaceptable, por deliberadamente proponer la manutención del monopolio regulado de EDP de forma indefinida.

Acrece que el riesgo mencionado por el Regulador de que se verifique una fuga en masa para el mercado libre, provocando el colapso económico el SUR portugués es ridículo, una vez que los potenciales competidores del SUR en mercado libre, Endesa, Iberdrola y

Unión Fenosa (EDP no tiene incentivo a desafiar el SUR en esta situación), están limitados a la capacidad de interconexión entre España y Portugal por falta de capacidad de generación propia al menos hasta el año 2011 lo que colocaría la potencial fuga al mercado libre en un techo máximo teórico del 15-20% jamás colocando en riesgo la viabilidad del SUR.

Dado que la situación actual en que la TUR únicamente la comercializa una empresa, y que tal como ha ocurrido recientemente, los precios máximos establecidos pueden limitar seriamente la competencia, se propone que se adopte en Portugal la posibilidad a que el resto de comercializadores libres puedan también ser Suministrador de Último Recurso si lo desean y aceptan las obligaciones asociadas a ello, tal y como viene definido en la reglamentación española.

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

El artículo 20 de la Ley 54/97, establece únicamente que "Los comercializadores que se designen de último recurso llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de suministro de último recurso del resto de actividades".

De esta redacción ya se puede presuponer que la ley no establece ninguna limitación a que los SUR se puedan dedicar a otras actividades. Por este motivo, consideramos que los comercializadores que sean designados como SUR podrán seguir realizando la comercialización de cualquier otro producto con la única limitación que les pueda imponer la actual legislación.

La ley sólo impone dos condiciones a los SUR, no pueden negarse a suministrar a ningún cliente que pida acogerse a la TUR, y no pueden cobrar por este suministro un precio superior al precio establecido en dicha TUR.

Por las características del mercado eléctrico español, la manera natural de elegir un comercializador de último recurso sería asignar dicha función a la comercializadora vinculada al mismo grupo empresarial de la empresa distribuidora. Se podrían establecer esas zonas como las zonas en las que un SUR actuará por defecto. Esta definición deberá establecerse en el momento apropiado para que en el momento de desaparición de las tarifas integrales se pueda realizar el traspaso de la responsabilidad de suministro de energía a los clientes que estén en ese momento a tarifa con el distribuidor al SUR por defecto.

Sin embargo, no deberá existir ningún inconveniente para que un comercializador de último recurso pueda suministrar energía a un cliente acogido a una TUR en una zona de distribución distinta a la que tenga atribuida como SUR por defecto cuando así lo comunique el cliente.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DEL COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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?

La separación de actividades existente hoy en día en España ya es suficiente para asegurar la transparencia e igualdad de trato entre comercializadores y operadores de 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?

Mediante la aplicación de la misma tarifa de acceso a todos los clientes y su información en factura por parte del comercializador.

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

Con la información vigente en España de las facturas de los comercializadores es suficiente.

INTERACCIÓN ENTRE LAS TARIFAS DE ACCESO Y LAS TARIFAS DE LOS COMERCIALIZADORES 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?

Como ya se ha recogido anteriormente, las TUR deberán ser el resultado de la agregación del coste de la energía, de los peajes de acceso a las redes y de los costes de comercialización.

Por lo tanto, cualquier modificación de las tarifas de acceso a las redes deberá trasladarse inmediatamente al cálculo de las TUR, manteniendo su metodología aditiva.

OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO

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

El suministro de último recurso no debe acarrear ningún sobrecoste a la CUR.

Las obligaciones de servicio público deben recaer por una parte en las empresas distribuidoras, a través del acceso a terceros de sus redes, y a los Suministradores de Último Recurso, que tienen la obligación de contratar a los clientes que puedan acogerse a la TUR al precio máximo fijado por el regulador.

Dado el carácter regulado de las distribuidoras, la financiación de dicho sobrecoste debe incluirse en su retribución regulada, mientras que para los Suministradores de Último Recurso, los sobrecostes deben reconocerse a través del Coste de Comercialización reconocido en la TUR.

TRANSPARENCIA

OTROS ASPECTOS

TARIFAS DE ACCESO DE GAS NATURAL

En la actualidad existe una asimetría de enorme relevancia: en el suministro de gas natural, los clientes ven el coste de aprovisionamiento de mercado, mientras que en electricidad la tarifa de acceso no refleja la realidad, incentivando el exceso de consumo eléctrico.

En todo caso, aparte de las diferencias debidas a esta asimetría y a la necesidad de corregirla, las metodologías aplicadas a ambos productos deberían ser completamente equivalentes.

EL MIBEL Y EL MERCADO ÚNICO EUROPEO

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?

:

Integración Europea

Europa vive un proceso de integración de sus mercados de producción eléctrica locales a través de la aplicación de mecanismos de *market splitting* o *market coupling*. Países como Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca ya están integradas en el Nordpool desde 2000; Francia, Bélgica y Holanda desde 2006; Portugal y España desde 2007; Alemania y Luxemburgo se integrarán con Francia a partir de julio 2009.

Sin embargo esto no significa que se haya alcanzado un mercado único en todos estos países. En realidad atendiendo a la capacidad de interconexión que se verifica actualmente entre los mencionados sistemas eléctricos, el precio continuará a ser fijado de forma independiente en cada uno de los países durante la mayor parte del tiempo: EDF seguirá dominado el mercado Francés y no deberemos esperar el contrario con EDP en el mercado Portugués, situación además que se verifica desde julio 2007 cuando se implementó el market splitting entre Portugal y España llevando a la salida de todos los agentes de mercado libre en menos de 6 meses.

España y Portugal – mercados separados

El *Market Splitting* es un mecanismo de mercado que permite gestionar el tránsito de energía en la interconexión entre dos zonas eléctricas conectadas, en este caso España y Portugal, rompiendo en mercado único en dos mercados independientes entre sí. En tanto la capacidad de la interconexión sea suficiente, el Mercado Ibérico funcionará como un único mercado eléctrico, casando toda la demanda y toda la producción a un precio único. Sin embargo, si la interconexión resulta insuficiente, el mecanismo de *Market Splitting* divide ambos mercados en dos completamente independientes, donde la interconexión se trata como una demanda en el mercado exportador y como una producción en el mercado importador.

Este mecanismo viene funcionando en el Mercado Ibérico desde el 1 de julio de 2007. El mecanismo de *Market Splitting* ha roto el mercado de producción en dos diferentes regularmente por encima de los 80% del tiempo, situación algo atenuada en los últimos meses solamente por motivo del desaparecimiento del mercado libre en Portugal, presionado por una tarifa de energía cifrada un 40% por debajo de los costes reales de producción quitando fuera los agentes que basaban su actividad en Portugal sobre la interconexión.

Resulta obvio que la interconexión es claramente insuficiente y que si verdaderamente se desea alcanzar un mercado único es condición imprescindible reforzar urgentemente la interconexión entre ambos países.

Así pues, en tanto no se cambie el mecanismo de gestión de la interconexión, o no se refuerce la misma hasta el punto de que la separación de mercados se produzca de forma puntual, el Mercado Ibérico debe ser considerado como dos mercados diferentes con niveles de competitividad distintos.

Disfuncionalidad del MIBEL

En el mercado Portugués, la situación es la de un monopolio desde el punto de vista de la producción, ya que, a efectos prácticos, la única producción que no está en manos de EDP es la de los contratos anteriores que mantiene REN, y cuya oferta al mercado se hace en base a los costes variables recogidos en los contratos, que son conocidos por EDP.

Por su parte, actúan como compradores de este mercado EDP como distribuidor, EDP como comercializador de los clientes liberalizados, y 2 o 3 agentes en mercado libre (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa).

Así pues, en la mayoría de las horas en las que se aplica separación de mercados, uno de los 2-3 operadores sin producción en Portugal sólo tiene dos opciones, adquirir la energía que necesita en el mercado de producción o importarla desde el mercado español a través de la interconexión:

1. Si adquiere la energía que necesita en el mercado portugués, tendrá que pagar el precio que determine EDP, literalmente el único agente con capacidad de fijar el precio en el mercado.
2. Si adquiere la energía en España para su importación en Portugal, tendrá que adquirir los derechos de capacidad de uso de la interconexión en las subastas explícitas a plazo pagando el precio resultante de la subasta, el cual depende directamente del precio del mercado portugués que es fijado de forma única por EDP.

Así pues, en ambos casos tendrá que hacer frente al precio que determine EDP en el mercado portugués, bien directamente en el mercado diario, bien a través del coste de la capacidad de la interconexión a plazo el cual depende del precio esperado del mercado diario portugués.

Las autoridades portuguesas han eliminado el incentivo de EDP a elevar el precio del mercado mediante un mecanismo de revisión de los CMEC (Coste del Mantenimiento del Equilibrio Contractual, papel equivalente al que jugó los CTC en España) en función del precio del mercado. De esta forma, si el precio del mercado es superior al de referencia utilizado en los CMEC, el volumen de éstos se reduce y a la inversa. De esta forma, EDP carece de incentivo para abusar de su poder de mercado por la parte de producción sujeta a CMEC. No obstante, EDP posee el ciclo combinado de Carregado que no está sujeto a CMEC y por tanto sí se beneficia del incremento de los precios del mercado.

Adicionalmente, si EDP adquiere capacidad de la interconexión subastada a plazo, puede pagar precios superiores al resto de agentes, pues le bastará con elevar el precio del mercado por encima del esperado, de tal forma que la adquisición de la capacidad le resulte rentable. Los ingresos que obtendría por importar esa energía y venderla en el mercado portugués a un precio superior no supondrían una revisión de los CMEC, siendo por tanto un mayor beneficio de la compañía (Los CMEC solo revisan el precio de mercado para las centrales de EDP en Portugal sujeta a CMEC, no para la importación de la interconexión). Al mismo tiempo, reduciría el papel de sus competidores como comercializador pudiendo llegar a expulsarlos por completo del mercado. De esta forma, EDP tiene un importante incentivo a adquirir capacidad de importación en las subastas de la interconexión, y se encuentra en disposición de ofertar precios superiores al resto de agentes.

Soluciones

Resulta claro que hay que tomar medidas para corregir esta situación. Endesa considera que las propuestas del consejo de Reguladores del MIBEL para introducción del concepto de operador dominante en este mercado producirían los efectos deseados, por lo que se recomienda su aplicación con carácter de urgencia.

Mientras no se ejecuten los proyectos planificados de ampliación de la interconexión, que reduzcan de forma significativa el número de horas en que se produce la separación efectiva de los dos mercados, es fundamental que se implemente el mecanismo de subastas explícitas de capacidad de la interconexión para ser utilizadas por contratos bilaterales, previstas en la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, con el fin de que pueda garantizarse firmeza a la contratación bilateral cruzada entre agentes de los dos países.

En estas subastas es fundamental el establecimiento de la prohibición a EDP para que adquiera capacidad que pueda ser usada para importar energía en Portugal, de forma simétrica a la prohibición que tienen actualmente los Operadores Dominantes en el mercado español para importar energía en España. Sin esta restricción, EDP estará en posición de poder ofrecer precios más elevados por la capacidad de interconexión debido a que puede ejercer su poder de mercado en Portugal, donde su cuota de generación supera el 70%, y recuperar vía mercado el precio más elevado ofrecido por la capacidad de interconexión.

Los Operadores del Sistema deben garantizar una capacidad comercial mínima a largo plazo que pueda ser ofertada en las subastas de capacidad, independientemente de la capacidad real de la misma (existen mecanismos de operación que permiten establecer una capacidad comercial incluso superior a la capacidad real). El mecanismo prevé que esta capacidad sea ofertada en varios horizontes temporales, que no podrán exceder del plazo de un año. Los agentes deberán realizar ofertas para la adquisición de la capacidad subastada, y en el caso de que exista una demanda superior a la oferta de capacidad, ésta se asignará a los agentes en función del precio ofertado (de mayor a menor), fijando la última oferta que cubra la capacidad ofertada el precio marginal que pagarán los agentes por esta capacidad. Si la demanda de capacidad fuese inferior a la capacidad ofertada, ésta se asignaría a los agentes sin que estos tengan que pagar ninguna cantidad. Los agentes que hayan adquirido esta capacidad, podrán utilizarla ellos mismos mediante contratos bilaterales, transferirla a terceros, venderla en subastas posteriores o cederla al mecanismo de Separación de Mercados.

Antes del mercado diario, los Operadores del Sistema evaluarán la capacidad que hay disponible en la interconexión y realizarán una subasta de capacidad con horizonte diario. En el caso de que el propietario de la capacidad decida cederla al mecanismo de Separación de Mercados, o finalmente no la nomine, en cuyo caso también pasaría a ser utilizada en la Separación de Mercados, tendrá derecho a percibir una compensación proporcional a la diferencia de precios entre las dos zonas en las horas en que tenía

asignada la capacidad de la interconexión, esto de conformidad con el principio "usado o retribuido" (*use it or get paid for it*).

Si la capacidad disponible en la interconexión quedase reducida antes de que los agentes realicen las notificaciones para su uso, los Operadores del Sistema publicarán los nuevos valores de capacidad disponible y se realizará el reparto a prorrata entre los titulares de derechos de capacidad que hayan notificado su uso. Estos propietarios recibirán una compensación por la capacidad reducida proporcional a la diferencia de precios entre las dos zonas. Si esta reducción de capacidad se hubiera producido con posterioridad a la programación del uso de la capacidad, entonces la capacidad programada se considerará firme, y deberán ser los Operadores del Sistema los que la garanticen, mediante la realización de acciones coordinadas de balance en ambos sistemas, el equilibrio del sistema.

El precio de las subastas explícitas a plazo debe utilizarse igualmente para establecer el coste de la energía a incorporar en la TUR en Portugal, de tal forma que la suma de la diferencia en el coste de la energía en la TUR en España y en Portugal corresponde a este precio.

INCENTIVOS A LA PROMOCIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL LADO DEL CONSUMO

COSTE DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE CONSUMIDORES EN EL MERCADO

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

Los costes de gestión de la demanda de los consumidores en el mercado tienen el objetivo de asegurar el equilibrio entre oferta y demanda eléctrica a corto plazo, por lo que tienen la misma naturaleza que los pagos por capacidad, con el objetivo de asegurar un margen de seguridad en la cobertura del sistema a medio y largo plazo.

Dado que en ambos casos los beneficiarios son todos los consumidores del sistema, su inclusión como coste de acceso es adecuada, debiendo tener en cuenta en su imputación la participación en punta de cada cliente o la probabilidad de pérdida de carga correspondiente.

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

De igual forma que con los pagos por capacidad, su imputación a la energía consumida en los periodos de mayor demanda permite discriminar más los precios

horarios, resultando en una señal eficiente para trasladar consumo desde los periodos de máxima demanda del sistema a los periodos de menor demanda.

COSTES DE GESTIÓN DEL SISTEMA

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?

Consideramos que el esquema de reparto de los costes de gestión del sistema que hay actualmente vigente en España es el adecuado. Por un lado, los costes correspondientes a los servicios de ajustes que no son imputables a ningún agente (principalmente banda de secundaria y mecanismo de solución de las restricciones técnicas) son socializados y pagados entre todos los consumidores del sistema proporcionalmente a su consumo.

Y por otro lado, los costes de los servicios complementarios que utiliza el Operador del Sistema (secundaria, terciaria, gestión de desvíos), deben ser pagados única y exclusivamente por los agentes que contribuyen a crear el desvío. Así, tal y como está recogido en la regulación española, si el desvío de un agente ayuda a corregir el desvío total del sistema, entonces ese agente no deberá tener ningún tipo de penalización por su desvío, mientras que si el desvío de un agente contribuye a la creación del desvío, entonces sí que deberá correr con el coste de los servicios complementarios.