

COMENTARIOS PARTICULARES DE E.ON ESPAÑA EN CUANTO A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE EL PLAN DE COMPATIBILIZACIÓN REGULATORIA EN EL ÁMBITO DEL MIBEL

ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

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
- (iii) solamente destinada al Consejo Tarifario/Consultivo

Consideramos que la discusión pública de las reglas de cálculo de las tarifas de acceso debe ser dirigida únicamente a los principales agentes o representantes de agentes 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?

Los plazos de las consultas deben ser suficientes para permitir la calidad y la cantidad de la respuesta. Consideramos adecuado un plazo de dos meses.

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

La información que debe acompañar a la propuesta de tarifas de acceso, a fin de ser transparente, justificable y entendible, debiera incluir información en detalle suficiente y en línea con las actuales propuestas de revisión de la Tarifa Eléctrica remitidas por la CNE.

De este modo, como mínimo debería incluirse:

- Escandallo de costes del sistema y metodología de cálculo.
- Desglose de costes de acceso
- Detalle del coste derivado de los pagos por capacidad.
- Propuesta de aplicación de costes en las Tarifas de Acceso Término Potencia desglosado por tarifas
- Propuesta de aplicación de costes en las Tarifas de Acceso Término Energía desglosado por tarifas
- Detalle de los incrementos de la Propuesta de Tarifas respecto a la anterior Tarifa vigente.

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

Se considera adecuado un plazo de un mes para el análisis de la Propuesta Tarifaria.

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

Debe remitirse a aquellos agentes principales del sector, en aras de la transparencia del proceso y para permitir una valoración previa del impacto de las diferentes alternativas incluidas en la propuesta.

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

Consideramos que mientras exista un déficit en las mismas, su revisión ha de ser de carácter trimestral con el objetivo de disminuirlo gradualmente para finalmente eliminarlo.

Además, entendemos que esta revisión trimestral, es compatible con la normativa actual (a partir RD 1634/2006) en la que se habilita la posibilidad de que a partir de julio de 2007 las revisiones de las tarifas eléctricas (integrales y de acceso) se hagan con carácter trimestral.

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?

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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?

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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?

En España, la Ley 17/2007, modifica el artículo la Ley 54/1997 estableciendo la separación jurídica de las actividades reguladas y de las no reguladas, estableciendo las condiciones de

prestación de dichas actividades en el caso de que un grupo empresarial ejerza actividades incompatibles entre sí.

Desde comienzos del año 2008 se ha visto como los diferentes operadores se han adaptado adecuadamente a la normativa, aprobando los Códigos de Conducta en el que se expone las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento la separación de actividades

Además, debería garantizarse la independencia del operador del sistema tanto en los dos sistemas MIBEL.

Esta legislación debería ir adaptándose a los diferentes paquetes legislativos que apruebe la Comisión Europea en materia de separación de actividades, eliminándose en todo modo la aplicación de medidas intervencionistas en los mercados, que crean incertidumbre regulatoria.

Retribución de las actividades reguladas

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

Actividad de Transporte

El Real Decreto 325/2008 define un nuevo modelo regulatorio para la retribución de la actividad de que se fundamenta en un modelo de regulación por incentivos y basado en costes, que se adapta a las prácticas habituales de regulación y a los niveles de rentabilidad de actividades similares en los Estados miembros de la Unión Europea.

Así, la actividad de Transporte está correctamente remunerada y las inversiones reconocidas a través de auditorías.

Actividad de Distribución

A pesar de lo establecido en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica; 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 (retribución).

La retribución de la Distribución se encuentra muy mermada respecto a la actividad de Transporte.

Coste de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución

11.- Valore los distintos aspectos descritos en este capítulo

c.- Coste de Comercialización de Redes de Distribución

Deberá cubrir adecuadamente los costes derivados de los servicios de contratación, lectura, facturación, cobros y atención al cliente, además de todos los costes en los que se incurra para prestar esta actividad.

En este sentido, la Orden ITC/1857/2008 en su Disposición Adicional sexta establece modificaciones que afectan a los servicios de facturación y cobros. Sin embargo, a priori no se ha establecido una retribución en este sentido.

Por tanto, consideramos que los Costes de Comercialización deberán reconocer de forma adecuada los costes necesarios para el desempeño de la actividad.

d.- Coste de Operación del Sistema

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

e.- Garantía de Potencia

Los Pagos por Garantía de Potencia son insuficientes para asegurar la cobertura de la demanda.

Tanto los pagos por disponibilidad como por inversión debieran ser similares para todos los consumidores del sistema ibérico.

La Garantía de Potencia deberá garantizar en todo momento un índice de cobertura adecuado sobre la demanda punta.

f.- Costes Relacionados con decisiones de Política Energética y Medioambiental y Costes de Interés Económico General

No se debería trasladar al consumidor el conjunto de incentivos a la producción en régimen en tanto no reviertan estos en asegurar la sostenibilidad del Sistema, por tanto consideramos que a nivel MIBEL debería introducirse un límite anual a las primas de incentivo, y buscar mecanismos de financiación externos al Sistema Eléctrico.

Dado el carácter de interés económico general y su repercusión en la economía del área MIBEL, las acciones relativas a los incentivos a la promoción de la eficiencia energética del lado del consumidor deberían ser excluidos del sistema tarifario.

g.- Déficit de Ingresos de Ejercicios Anteriores

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

Variables de Facturación adecuadas a la Recuperación de los Costes de las Redes

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

Para aquellos costes de la Distribuidora asociados al Consumo consideramos el Término de Energía como la variable de facturación más adecuada.

Para los costes asociados a la Inversión (extensión de la red, inversiones para mejora de calidad de suministro, incremento de capacidad en las redes) consideramos el Término de Potencia como la variable de facturación más adecuada.

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 consituyen costes fijos independientes de la energía consumida. En caso de aplicar términos de variables se pueden introducir distorsiones en la recuperación de los costes de las Redes.

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?

Consideramos adecuado aplicar un término de potencia máxima en la facturación, independientemente de los costes a imputar. En cuanto al intervalo de tiempo a considerar, se considera adecuado un periodo de 15 minutos.

15.- ¿Considera adecuado aplicar un término de energía reactiva diferenciado por nivel?

La facturación de la energía reactiva debe extenderse a todos los niveles de tensión, inclusive a la BT para aquellos clientes con contador habilitado para ello.

El diferente comportamiento inductivo/capacitivo de la red de distribución según periodos horarios que el complemento de energía reactiva de las tarifas de acceso no sólo deba estar diferenciado por niveles de tensión, si no también por periodos horarios para los clientes de MT y AT.

Consideramos por tanto, que las tarifas de acceso deben contemplar un complemento proporcional al pago por periodo horario de la tarifa, de energía reactiva en todos los niveles de tensión y para los periodos de punta y llano, diferenciándose los precios en cada uno de ellos.

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?

Puede ser adecuado siempre que el término fijo por cliente refleje los costes de gestión comercial para cada tipo de cliente y del mismo modo sea independiente de su ubicación en aras de mantener los criterios de equidad tarifaria.

En cuanto a la retribución al distribuidor por los costes de gestión comercial, deberían estar incluidos en la retribución del distribuidor y ser contabilizados. De otro modo, aparecerían costes diferentes por distribuidor.

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?

Los mismos que los de los costes de redes.

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?

Los gastos de gestión del sistema deberían recuperarse a través de un porcentaje sobre el total de los términos a facturar.

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 de potencia debe ser incorporado como un componente más de coste en la tarifa de acceso?

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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?

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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?

Respecto a los diferentes costes incluidos en el sistema tarifario, tenemos las siguientes consideraciones:

- Incentivos al desarrollo de la producción en Régimen Especial

Dado que los incentivos a la producción en Régimen Especial son recibidos por los productores en función de los MWh entregados al sistema, la recuperación de costes deberá estar basada en el término de energía de cara a mantener la coherencia en la recuperación de los costes.

Adicionalmente, con el fin de evitar la distorsión de los incentivos a la producción en las señales indicadores-precio transmitidos, y dada la variabilidad de una parte de la producción en Régimen Especial, consideramos adecuado introducir un límite en el monto de los incentivos al desarrollo de la producción en Régimen Especial.

- Incentivos a la promoción de la eficiencia energética del lado del consumo.

Por otro lado, consideramos que los incentivos a la promoción de la eficiencia energética del lado del consumo no deberían estar incluidos en el sistema tarifario

- Coste de las instituciones (Operador del Sistema, Operador del Mercado y Comisión Nacional de Energía),

Debería facturarse como un porcentaje sobre el total de los conceptos facturados.

- Déficit de ejercicios anteriores. (Coste Fijo)

Es posible calcular los costes del déficit a través de cuotas fijas tarifarias

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

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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

La capacidad de respuesta de los grupos de consumidores a los cambios en las estructuras tarifarias dependerán en mayor medida de la correlación entre las variaciones en la señal precio según periodo tarifario y la elasticidad de la demanda del consumidor.

Así, aquellos consumidores industriales con mayor sensibilidad a los precios y posibilidad de modificar sus curvas de demanda según periodos tarifarios tendrán una mayor capacidad de respuesta en cuanto a la diferenciación de precios por períodos tarifarios.

Por otra parte, en los consumidores con menor consumo eléctrico unitario (residencial/pequeña empresa) existe una menor correlación entre el precio de energía por periodo tarifario y la modificación de las curvas de demanda.

Se deberán por tanto potenciar opciones tarifarias adaptadas a clientes con mayor correlación entre las variaciones de precios de energía por periodo tarifario y la gestión de su propia demanda.

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

La capacidad de respuesta de los consumidores ante diferentes estructuras tarifarias (bien sea a través de la diferenciación de los precios de energía en el tiempo como de las opciones tarifarias del tipo "precio en tiempo real") estará fuertemente correlada con la elasticidad de la demanda del consumidor.

Así la receptividad del consumidor doméstico/residencial (baja elasticidad de la demanda) en cuanto a este tipo de opciones será mucho más reducida que la receptividad de un consumidor industrial (mayor elasticidad de la demanda).

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

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

En todo caso, la puesta en marcha de medidas deberá tener en cuenta las especificaciones de los equipos de medida instalados en los puntos de suministro.

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

La estructura actual de periodos tarifarios por niveles de tensión se considera suficiente.

Opciones Tarifarias

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?

Consideramos adecuado el actual conjunto de opciones tarifarias para la transmisión a los consumidores de las señales económicas. Sin embargo, es preciso actualizar la metodología de asignación de costes, de forma que se puedan establecer valores para los términos tarifarios con una mayor correlación respecto a los costes, fomentando políticas de libre mercado que reduzca el favorecimiento actual de determinados sectores industriales y permitiendo al consumidor una mejor valoración en cuanto a los costes del consumo de energía.

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

Consideramos que el actual conjunto de opciones tarifarias en España, una vez realizada una correcta y actualizada asignación de costes respondería a las necesidades de los consumidores

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

(Ejemplo, diferenciación ligada a la posibilidad de interrupción de suministro)

La normativa actual, a través del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica; y su desarrollo, detalla en cuanto al nivel de servicio el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración.

De este modo, se detalla lo relativo a:

- a. Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- b. Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- c. Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Considerandose por tanto que en tanto se mantenga la normativa vigente no resultaría adecuado realizar diferenciaciones del nivel de servicio adicionales.

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?

La Orden ITC/400/2007 establece que las subastas CESUR facilitan un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de la subasta para contratos con compromiso firme de entrega y período de ejecución coincidente con el período de vigencia de las tarifas.

Además, las Tarifas de Acceso deberán ser coherentes con los costes del sistema e incluir de forma aditiva los costes de producción, peajes de acceso y costes de comercialización correspondientes.

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

El papel definido en la Ley 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

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?

Las condiciones deben ser las mismas que las de cualquier otro comercializador de energía eléctrica del sistema ibérico.

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?

Consideramos que las facturas correspondientes al suministro de último recurso debe tener el mismo detalle que la facturación a los consumidores en mercado libre en cuanto al detalle de la información contenida en la factura.

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

Los previstos en la legislación vigente.

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 de la estructura de precios de las tarifas de acceso a redes?

A fin de que las Tarifas de los Comercializadores de Último Recurso incluyan un *pass-through* de los costes así como para que permitan una adecuada retribución de los costes comerciales, dichas tarifas deben ser calculadas de forma aditiva incluyéndose tanto los costes de peaje, como los de adquisición de energía como un margen comercial.

Por tanto, cualquier variación en las Tarifas de Acceso deberá ser trasladada inmediatamente a las Tarifas de los Comercializadores de Último Recurso.

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?

Respecto a esta cuestión, suscribimos la posición de UNESA en la Consulta.

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?

Desde el inicio del MIBEL, ambos mercados han funcionado de forma independiente (Mercados desacoplados – congestión) un 67% de las horas de operación del mercado. Así pues solamente tendría sentido el tratamiento del espacio ibérico como un único mercado cuando ambos mercados estuvieran acopados (market-coupling) y el precio en las dos zonas fueran similar.

El futuro desarrollo de redes de interconexión internacionales España-Portugal permitirá reducir los niveles actuales de conexión y permitir valorar el tratamiento del MIBEL como un único mercado a efectos del CBT.

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?

Sí, ya que se hace necesario mantener esta actividad financiada íntegramente a través de las tarifas con el a fin de garantizar la rentabilidad de la actividad y la continuidad en la utilización de la gestión de la demanda como herramienta para garantizar la seguridad de suministro.

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

Deben aplicarse las mismas variables que en el caso de la Garantía de Potencia, en tanto se consideran adecuados los supuestos de base por los mismos motivos que la Garantía de Potencia.

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?

Los costes de gestión del Sistema deberían ser repartidos entre todos los agentes.