

Comentarios de Gas Natural SDG a la Consulta Pública sobre:

“PLAN DE COMPATIBILIZACIÓN REGULATORIA EN EL ÁMBITO DEL MIBEL ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES “

Gas Natural valora muy positivamente la realización de esta consulta pública por cuanto supone un paso adicional a otras consultas realizadas con objeto de impulsar el proceso liberalizador del sector eléctrico y fomentar la competencia en el mercado libre en el ámbito MIBEL

- 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?**

Consideramos que de cara a la eficiencia y simplicidad del proceso, la metodología de cálculo ha de ser sometida preferentemente a la participación de agentes del sector y como mínimo obligatorio a la participación automática de todos los agentes considerados principales en el ámbito MIBEL así como aquellos otros no considerados principales pero con intereses en actividades reguladas.

La aplicación de un criterio de discrecionalidad en el acceso a la discusión pública entre agentes del sector podría generar posiciones discriminatorias y ventajas competitivas por el acceso a una información sobre retribuciones, consumidores y tarifas y por poder contar con la posibilidad de opinar e influenciar en las propuestas regulatorias que a tal efecto se desarrollen.

- 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 temporal que se adopte para las respuestas a las consultas públicas en relación a las tarifas de acceso (y en general a otro tipo de consultas públicas) ha de adaptarse al alcance pretendido de las mismas aunque en principio un mes nos parece razonable.

Así mismo ha de tenerse en la fijación de dichos plazos una coordinación temporal con los propios plazos que la legislaciones establecen en cuanto a informes preceptivos por las respectivas entidades reguladoras para las revisiones tarifarias (TUR y acceso).

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

La información que acompañe a la propuesta de tarifas de acceso debe contener al menos una memoria justificativa de la revisión tarifaria propuesta así como una memoria técnica-económica con los datos del mercado (incrementos de demanda considerados, caracterización del mercado por tarifas con desglose de clientes, potencias y consumos por segmento tarifario y periodo horario, perfiles de carga, etc), hipótesis de partida utilizadas (indicadores económicos y costes de las actividades reguladas previstas) y criterios de asignación utilizados.

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

A priori un mes puede ser un plazo suficiente aunque no es conveniente prefijar por definición un plazo dado, ya que este dependerá del grado de revisión que se proponga en las tarifas.

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

Al igual que la posibilidad de participación a todos los agentes del sector interesados en las consultas públicas consideramos necesaria la difusión entre los mismos de la propuesta sometida al Consejo así como los acuerdos posteriores que se adopten por el Consejo para poder evaluar con detalle el alcance de las medidas propuestas.

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

Con carácter anual, salvo causas excepcionales derivadas de un gran cambio normativo.

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

En principio nos parece razonable toda participación en el Consejo Tarifario/Consultivo de empresas o asociaciones representativas del sector en el ámbito MIBEL y asociaciones de consumidores, aunque con una adecuada limitación en el número de representantes para buscar un equilibrio entre la eficiencia en su cometido y defensa de intereses varios.

Aunque en el consejo consultivo de la CNE estén representados no parece necesaria la participación de representantes de las CCAA para la determinación de las tarifas de acceso.

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?

Consideramos que el Consejo de Reguladores del MIBEL puede actuar como el organismo que debe impulsar la armonización y cooperación entre los reguladores en lo que respecta a los procesos de establecimiento de tarifas y de determinación de reglas de cálculo tarifario, valorando que procesos y variables para el intercambio son necesarios entre los reguladores así como los plazos y formas (informes preceptivos, consultas públicas, etc) para el establecimiento de tarifas.

En efecto, entre las funciones otorgadas al Consejo de Reguladores del MIBEL con participación de CNE y ERSE, según art 10 del 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, se encuentra funciones de coordinación así como la emisión de informes coordinados sobre propuestas de reglamentación del funcionamiento del MIBEL.

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 situación en España en relación con la separación de actividades es adecuada y conforme a legislación. No obstante, y en relación con el transporte, consideramos que no es necesaria la existencia de un único TSO con la propiedad del 100% de las redes de transporte, frente a la alternativa de varios transportistas con un único operador del sistema (por ejemplo caso del el sistema gasista español).

En relación con la distribución consideramos que la actual separación de actividades en términos jurídicos e independencia funcional es la solución más acertada, tal y como se contempla en la legislación vigente. Consideramos que no es necesaria la separación de

propiedad pues el actual modelo se muestra satisfactorio en términos de desarrollo de red, garantía de suministro y calidad de servicio.

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

Es prematuro realizar una valoración de de la remuneración de las actividades reguladas dado el tiempo transcurrido desde la aprobación, en el caso español, de los nuevos modelos retributivos del transporte y distribución aun con desarrollo pendientes de reglamentación en este último caso.

Su bondad dependerá del grado de inversión que consigan atraer, del desarrollo de redes efectuado y de la mejora de los índices de calidad y reducción de pérdidas en el periodo de regulatorio establecido, pero en cualquier caso ha de equiparse la retribución percibida con las obligaciones adquiridas.

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

Es conveniente una armonización de los activos considerados de transporte así como del nivel de tensión considerado en ambos países.

En cuanto al sistema retributivo una regulación por incentivos, más avanzada en términos regulativos, es más apropiada para el desarrollo de redes que una regulación por tasa de remuneración.

En cuanto a los costes de operación del sistema deberá explicitar una regulación específica que tenga en cuenta el desempeño de la actividad con una adecuada tasa de retorno. En este sentido se propone una regulación por incentivos con un adecuado sistema de penalizaciones/bonificaciones que minimice el número y duración de las contingencias del sistema así como la reducción de la energía sujeta a congestiones y costes de gestión técnica asociados.

En relación a los costes de comercialización de redes de distribución estos deben retribuir, no solo los conceptos por contratación y atención al cliente relacionados con el acceso y conexión de los consumidores más aquellos costes asociados a lecturas de equipos de medida sino también los costes de facturación y cobro de peajes que en el documento de la consulta no se mencionan.

Por otra parte, los coste relativos a la planificación y gestión de la energía se pueden englobar como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad de distribución al margen de los costes de comercialización.

En cuanto al incentivo a la disponibilidad como parte de la garantía de potencia, este debe ser equivalente en ambos países, pero aplicable a aquellas tecnologías que efectivamente aportan la fiabilidad y disponibilidad necesaria para afrontar las contingencias en situaciones críticas o de emergencia y no bajo criterios de rentabilidad por escasa competitividad, como ocurre en España con las centrales de fuel y ciertas centrales de carbón.

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

En relación con la asignación de costes y variables de facturación reiteramos nuestra postura expresada en la anterior consulta de la CNE "CONSULTA PÚBLICA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOBRE LA METODOLOGÍA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES Y EL ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO EN EL SECTOR ELÉCTRICO" en relación a la necesidad de una asignación eficiente de los costes entre los clientes con el objetivo de evitar subvenciones cruzadas y discriminaciones entre los mismos.

Consideramos que la metodología general planteada por la CNE en 2001 constituye un buen referente para la asignación a los clientes de los costes de la tarifa de acceso.

En este sentido nos parece razonable la asignación, planteada por la CNE, por la que la totalidad del coste de Transporte y Distribución se imputa a cada nivel de tensión en función de una potencia de diseño derivada de la demanda y su participación en la punta del sistema y la asignación de costes de cada nivel de tensión por periodos tarifarios en función de la potencia contratada ponderada por la importancia relativa de cada periodo tarifario respecto a la punta del sistema

La facturación a los distintos consumidores, se realizaría siguiendo un criterio de proximidad del coste al cliente, mediante un diseño binómico de potencia y energía donde los costes asociados al propio nivel de tensión se asocien al término de potencia y el resto de costes al término de energía para cada periodo horario definido.

Algunas mejoras a dicho modelo pueden considerar la inclusión de un criterio de localización geográfico de los consumidores más una diferenciación entre los costes de inversión necesarios para atender a la demanda punta, los costes de inversión asociados a la reducción de pérdidas y los costes asociados a la operación y mantenimiento preventivo y correctivo, cada uno con sus respectivas variables de facturación.

Sin embargo, la consideración de un criterio geográfico (zonas rurales, urbanas, densidad geográfica, etc) para la asignación de costes a los consumidores se ve limitada por la consideración de tarifa única en todo el territorio nacional.

En cuanto a los costes de inversión necesarios para atender la demanda punta el criterio de reparto entre consumidores sería el de la potencia de diseño por niveles de tensión y en el cálculo del término de potencia su variable de facturación la potencia máxima demandada o en caso de limitación en su medición, al contar únicamente con un medida de energía, el empleo de perfiles de consumo. En su variante más sencilla se puede aplicar la potencia contratada como sugiere la CNE.

En el caso del mantenimiento preventivo, que puede considerarse como un coste fijo independientemente de la energía circulada, la variable de facturación sería un término de potencia aplicable a la potencia facturada o alternativamente la potencia contratada.

Sin embargo en el caso del mantenimiento correctivo se asociaría a un término de energía por nivel de tensión y periodo tarifario, con objeto de reflejar la relación existente entre el uso de las redes y las reparaciones de averías.

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

En cuanto a los costes de inversión asociados a la reducción de pérdidas es adecuado aplicar como variable de facturación un término de energía dado que el valor económico de las pérdidas depende del precio de la energía en cada periodo tarifario por lo que su reparto entre grupos de consumidores podría responder a un criterio proporcional a su contribución en energía por nivel de tensión y 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?

Por razones de simplicidad en las variables de facturación a emplear consideramos que el uso de la potencia contratada es más adecuado que el de la potencia máxima demandada a la hora de imputar los costes de los tramos periféricos.

Probablemente sea más eficiente y ortodoxo el empleo de la potencia máxima demanda para la imputación de costes dado que los tramos y activos asociados más próximos al cliente se diseñan para una potencia máxima demandada por un número de reducido de

clientes cuyo características son similares en cuanto a consumo y factor de simultaneidad. Sin embargo la dificultad de su medición, así como la determinación de la frontera entre tramos periféricos y resto de la red haga más conveniente y sencillo el tratamiento conjunto de toda la red y la imputación de sus costes homogénea en base a la potencia contratada.

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

Un complemento por energía reactiva aplicado a las tarifas de acceso por el uso de las redes es necesario. Su estructura tanto por nivel de tensión, periodos y en función del factor de potencia así como el nivel de precios puede ser similar a la actualmente aplicada a los consumidores en el mercado liberalizado con discriminación horaria.

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

Si, es más correcto aplicar un término fijo (eur/Cliente) que podría variar en función del nivel de tensión al que esté conectado, dado que los costes asociados a la gestión comercial de redes (lecturas, facturación de ATR y cobros) no depende de los kWh consumidos, sino de las características del cliente y sus equipos de medida (disponibilidad de teled medida, lecturas horarias, etc) y a las gestiones asociadas para el tratamiento de dicha información y posteriores procesos (facturación, cobro, etc)

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?

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?

La separación funcional de la función del gestor u operador del sistema de su función como gestor o propietario de transporte demanda el establecimiento de un retribución específica que se recupere en términos de energía como variable de facturación más representativa de sus costes. Esta retribución específica debería incorporar un sistema de incentivos y penalización que minimice los costes asociados a la gestión técnica del sistema y valore el cumplimiento de unos indicadores exigidos de seguridad y garantía de suministro.

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?

Consideramos que es indiferente su consideración como un coste aditivo a incluir en la tarifa de acceso o como un coste asociado a la energía, como lo es actualmente en el caso español. La inclusión de la garantía de potencia en el ATR tiene la desventaja del carácter anual de las tarifas de acceso que impiden la revisión de la garantía de potencia en función de la potencia instalada a lo largo del año. Por el contrario su consideración al margen de la tarifa de acceso permite la modificación a lo largo del año de sus valores y estructura mediante la oportuna modificación de legislación vigente.

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?

Dado que el coste asociado a la garantía de potencia, particularmente el componente de inversión, se ocasiona únicamente por la demanda en el momento de punta extrema del sistema y dicho momento no se presenta aislado en los períodos tarifarios (ni puede aislarse para la mayoría de consumidores), no puede considerarse dicho coste como un coste marginal del período punta, por lo que sería preferible repartir este coste como un coste hundido (Ramsey).

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

En coherencia con la respuesta anterior podría repercutirse este tipo de costes sobre el período valle, al igual que ocurrirá con otros costes hundidos del sistema.

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

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?

En primer lugar, en términos de equidad, consideramos viable que ciertos costes de interés económico general, como aquellos asociados a decisiones de política energética o medioambiental (renovables, moratoria nuclear, ayudas al carbón etc), que se adoptan por interés general de toda la población en base a criterios de seguridad y sostenibilidad medioambiental, no puede ser imputados a un colectivo en particular cuando el beneficio es general.

Estos costes podrían ser financiados, al margen del sistema tarifario mediante otros mecanismos de financiación alternativos como los Presupuestos Generales o tasas impositivas.

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

El planteamiento expuesto en la consulta pública nos parece razonable. Así, los costes permanentes y de diversificación sería imputados por nivel de tensión y periodo tarifario mediante un % proporcional al costes de transporte y distribución con una estructura binómica para su facturación.

Para el resto de costes, déficits de tarifas, primas del régimen especial y servicio de gestión de la interrumpibilidad, la aplicación a la facturación de los costes de transporte y distribución por nivel de tensión y periodo tarifario, de un criterio Ramsey de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda al precio mediante su variante del coeficiente de simultaneidad en punta, es razonable en términos de eficiencia económica.

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?

No se puede predecir el grado de elasticidad o la respuesta de los consumidores, especialmente los domésticos, a la señal de precio por la falta de experiencia con contadores horarios en este segmento. En el futuro, con la consolidación de la competencia en el mercado liberalizado y especialmente con la reforma del parque de contadores, se podría plantear una nueva revisión de la estructura tarifaria considerando nuevas formas de consumo, periodos tarifarios, bloques horarios y niveles de tensión.

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

Consideramos que a medio plazo el segmento domestico no presentará signos significativos de cambio en el patrón de sus consumos en base a la receptividad de precios en tiempo real. No obstante, no se descarta esa posibilidad como lo demuestra por

ejemplo la evolución del mercado residencial nórdico donde se han podido ofertar contratos indexados al precio spot y contratos de precio fijo.

En cuanto al mercado industrial su receptividad puede ser mayor ya que de hecho los clientes cualificados pueden acudir directamente al mercado, aunque la experiencia actual demuestra que, con objeto de evitar la volatilidad del mercado así como facilitar la gestión y seguimiento de sus costes, prefieren actualmente ofertas a precio fijo diferenciadas por periodos.

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

Es preferible mantener, en una primera fase, la actual estructura de periodos horarios, por niveles de tensión y potencia contratada, para no alterar y distorsionar el sistema vigente.

Consideramos que los actuales periodos horarios reflejan bloques de energía con costes marginales muy similares y por tanto representativos del uso de las redes.

Es muy posible que las mayores necesidades de cambio de dicha estructura provengan de las nuevas situaciones que surjan del uso de contadores horarios.

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?

Desde un punto de vista práctico sería más conveniente no considerar periodos tarifarios diferenciados entre las actividades de acceso a redes y de adquisición de energía para evitar reprogramaciones en los actuales contadores y simplificar el tratamiento de de la información obtenida de los mismos.

En un futuro, con la consolidación de la competencia en el mercado liberalizado y especialmente con la reforma del parque de contadores, se podría plantear dicha diferenciación considerando periodos tarifarios diferentes para diferentes niveles de tensión en función de la complejidad del consumidor.

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?

Por definición las tarifas de acceso deben ser lo más sencillas posibles y adaptadas a cada tipo de consumidor en función de sus equipos de medida, por lo que debe tenerse en cuenta la complejidad en las variables de facturación a emplear, la estructura tarifaria y el número de periodos a considerar. Consideramos en este sentido que una única estructura tarifa binómica por nivel de tensión y periodos horarios es el modelo más sencillo a emplear.

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

Si, en términos de sencillez pero convendría una mayor discriminación en términos de clasificación de los consumidores, especialmente en el sector residencial donde la frontera entre cliente doméstico y PYME no está muy definida.

Así mismo con la introducción de contadores con capacidad de discriminación horaria en el segmento residencial debe revisarse la estructura para permitir la incorporación de periodos tarifarios.

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

Los servicios de interrumpibilidad o gestión de reactiva deben aplicarse a aquellos consumidores capaces de proveer dicho servicio según los requisitos técnicos que se exijan.

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

Las tarifas de último recurso deben respetar los principios de suficiencia, aditividad y transparencia a la hora de reflejar el coste real de la energía así como las tarifas de acceso que correspondan independientemente de si el consumidor se acoge al mercado liberalizado o a la tarifa de último recurso.

La tarifa de último recurso ha de establecerse de manera que sea razonablemente disuasoria, permitiendo el desarrollo del mercado libre sin interferencia de la TUR. El objetivo de protección del consumidor no ha de prevalecer sobre el de eficiencia a través del mercado liberalizado.

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 del comercializador de último recurso no debe limitarse a ser únicamente un agente designado para realizar el suministro de último recurso a un precio máximo fijado reglamentariamente.

Quizá sería mejor hablar de que los comercializadores que realicen el suministro de último recurso

La posibilidad de desarrollo de otras formas de comercialización al margen de la tarifa de último recurso sin restricciones en términos de contraoferta al mercado liberalizado dinamizan los mercados deben considerarse también para los comercializadores de último recurso con la adecuada separación contable entre mercados ya exigida por Ley.

En este sentido queremos señalar que en un mercado en que la oferta de servicios se extiende al gas y electricidad indistintamente, no se pueden generar asimetrías regulativas referentes a la tarifa de último recurso a favor de las empresas eléctricas frente a las empresas gasistas en términos de competencia.

Así, en la regulación gasista (RD 1068/2007 por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso) se establece la imposibilidad de contraofertar a los clientes ya contratados en mercado liberalizado.

....si un consumidor con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso opta por cambiar de suministrador, ni el suministrador original, ni ninguna otra empresa de su grupo podrán realizar contraofertas hasta que transcurra un año, siempre que el comercializador original fuera un 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?

Los comercializadores de último recurso deben considerarse con las mismas obligaciones y derechos que un comercializador de mercado por lo que sus relaciones con los operadores de mercado y redes deben estar sujetas a los reglamentos y procedimientos establecidos sin prioridad ni trato diferencial.

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?

Debieran promoverse campañas institucionales y publicitarias por los reguladores competentes, con motivo de la desaparición de tarifas reguladas y la aparición de las nuevas tarifas e último recurso donde se informe a los consumidores de los derechos y obligaciones de los consumidores de último recurso así como de los costes soportados por dichas tarifas.

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

Las facturas de los comercializadores de último recurso deben incorporar como mínimo las mismas exigencias que se aplican a los comercializadores de mercado en términos de transparencia e información más aquellas derivadas de la regulación propia de una tarifa de último recurso (precio máximo aplicable en el periodo, etc)

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?

Cualquier variación que sufran las tarifas de acceso debe ser repercutida inmediatamente en la estructura de las tarifas de último recurso en aras del principio de aditividad.

A su vez creemos conveniente una revisión trimestral de las tarifas de último recurso para actualizar la evolución del coste de la energía en los mercados frente al carácter anual de la tarifa de acceso.

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

Las obligaciones del suministro de último recurso deben recaer sobre aquellos agentes que se designen reglamentariamente previa petición de los interesados.

El sobrecoste de estas obligaciones se reflejará el coste de comercialización de último recurso que solo se imputará consumidores acogidos a dicha tarifa y su valor se podría determinar bien a partir de los datos de una contabilidad regulatoria entregada por los distribuidores con motivo de la revisión de la retribución de la distribución bien de los costes declarados por los comercializadores de último recurso (debidamente auditados)

Tratándose de una actividad de suministro, donde el elemento principal será el coste de la energía, no parece adecuado plantear la existencia de un factor de eficiencia.

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?

En teoría el objetivo último de la creación el MIBEL es la total integración de ambos mercados por lo que a efectos de CBT debería considerarse MIBEL como un mercado regional ibérico en la que cualquier coste derivado del tránsito internacional (ITC-Inter_TSO payments) se repercutiría uniformemente sobre todos los consumidores MIBEL.

Ello exigiría la creación de un gestor técnico del sistema central (OS) que se responsabilizase de los cobros y/o pagos derivados del mecanismo de compensaciones derivadas por los tránsitos internacionales de energía desde o hacia Iberia.

El mercado interior de la energía que persigue la UE no puede concebirse como 27 mercados nacional más un mecanismo de CBT para las transacciones fronterizas sino que debe evolucionar hacia la integración en único mercado de todos los mercados nacionales,

que con una gestión técnica-económica centralizada, proporcione las señales económicas necesarias para el desarrollo de las redes de interconexión.

Sin embargo hasta la total integración del mercado, y con un enfoque más práctico se puede mantener el modelo actual repercutiendo el coste de CBT como un coste del operador de Sistema imputado en las respectivas tarifas de acceso, avanzando mientras tanto en términos de interconexiones, unificación de mercados y operación centralizada del sistema.

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

Si, dado que se trata de un coste a satisfacer por la totalidad de los consumidores independientemente de su modalidad de contratación.

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

La gestión de la demanda, servicio de interrumpibilidad, se asocia a periodos de situaciones de emergencia por falta de energía para garantizar el suministro. El reparto de su coste entre consumidores debe responder a los mismos criterios que el reparto de la garantía de potencia (Ramsey).

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

La cantidad de reserva de regulación necesaria para garantizar la seguridad de suministro se incrementará a medida que aumente la cuota de energía no gestionable, básicamente eólica, por lo que una asignación más equitativa y eficiente sería repercutir ese coste entre los agentes causantes de desvíos tanto en generación o en demanda.