

GRUPO DE TRABAJO PARA LA REVISIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

INFORME DE CONCLUSIONES

INF/DE/090/21

Conocido por el Consejo en fecha 3 de septiembre de 2024

www.cnmc.es

1. OBJETO

El objeto de este informe es recopilar y hacer públicos los puntos de vista de los diversos agentes que han participado en el grupo de trabajo previsto en la disposición adicional primera de la Circular 3/2020, de cara a su revisión para el periodo regulatorio 2026-2031.

2. ANTECEDENTES

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia¹, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural², establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia el 24 de enero de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad³.

Dado el plazo del que se disponía para desarrollar la metodología, así como necesidad de reforzar la señal de precios a los consumidores en el actual contexto de transición a una economía baja en emisiones, se optó por mantener, con carácter general, la estructura de peajes vigente hasta ese momento por

¹ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-5940>

² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-315>

³ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00219>

nivel de tensión, términos de facturación y periodos horarios (con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión cuyos peajes se agrupan en un único peaje), pero introduciendo una mayor diferenciación de precios entre el periodo de punta y el periodo de valle.

No obstante, teniendo en cuenta el grado de penetración de los equipos de medida con capacidad de telemedida para los consumidores de menor tamaño y el previsible desarrollo del autoconsumo, de la generación distribuida y del almacenamiento consecuencia de la nueva regulación europea y la preocupación el encaje de los nuevos modelos de negocio en la estructura de peajes, se avanzaba la necesidad de analizar en profundidad la estructura de peajes.

A estos efectos, en la Disposición adicional primera de la Circular 3/2020 se establece en el apartado 3 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia creará un grupo de trabajo con el fin de analizar en profundidad, a efectos de la revisión de la metodología, la necesidad de mejorar las señales de precios a los usuarios de las redes, teniendo en cuenta, entre otros, el impacto del autoconsumo, el almacenamiento de energía, la agregación de consumos y la participación de la demanda en la prestación de servicios.

El 12 de julio de 2023 se convocó a una reunión a todos los agentes con objeto de lanzar el grupo de trabajo antes citado. La reunión de lanzamiento se organizó en torno a tres mesas con objeto de valorar la efectividad de la Circular 3/2020, analizar la necesidad de adaptarla a las nuevas figuras y reflexionar sobre la señal de precios que se debe trasladar a los consumidores.

Posteriormente, se han realizado dos reuniones más para profundizar en los temas que salieron de la reunión de lanzamiento. La primera para analizar los periodos horarios y la segunda para analizar la estructura de peajes y la posibilidad de implementar herramientas que proporcionen flexibilidad a los usuarios.

Además de las reuniones plenarias en las que se ha puesto en común los puntos de vistas de los distintos agentes, se han realizado reuniones bilaterales con los distintos colectivos el objetivo de profundizar en las distintas visiones de los agentes.

En los epígrafes 3 y 4 se resumen los aspectos más relevantes de las diversas reuniones mantenidas con los agentes y el epígrafe 5 se extraen las principales conclusiones. En el Anexo I se recogen los resúmenes detallados de las reuniones mantenidas.

3. REUNIONES PLENARIAS DEL GRUPO DE TRABAJO

3.1. 1ª Reunión – Lanzamiento del grupo de trabajo

El 12 de julio de 2023 se convocó a una reunión a todos los agentes (Administración Pública, Comunidades Autónomas, comercializadores, consumidores domésticos, PYMES e industriales, distribuidores, generadores, consultoras energéticas, representantes de nuevos modelos de negocio, universidad) con objeto del lanzamiento del Grupo de trabajo previsto en la disposición adicional primera de la Circular 3/2020.

A la reunión asistieron 107 personas de diversos ámbitos con intereses del sector eléctrico, además de personal de la CNMC, de las que 45 participaron de forma presencial y 62 personas se conectaron on-line.

La jornada se articuló en torno a tres mesas con la participación de representantes de todos los ámbitos con distintos objetivos:

- **Mesa 1. Valoración de la metodología de la Circular 3/2020**

El objetivo de la mesa era valorar la adecuación de la metodología de la Circular 3/2020 (tanto desde el punto de vista de la asignación de costes como de la estructura de peajes por nivel de tensión, por términos de facturación y por periodos horarios) para proporcionar señales de precios adecuadas a los consumidores, teniendo en cuenta la necesidad derivada de la normativa europea de reflejo de costes, neutralidad y no discriminación entre usuarios de redes.

- **Mesa 2. Cómo incorporar en la metodología de cálculo de los peajes de redes los nuevos modelos de negocio**

El objetivo de esta segunda mesa era valorar la necesidad de introducir cambios en la metodología de la Circular, con objeto de facilitar la integración de las nuevas figuras y modelos de negocio que están surgiendo en el contexto de la descarbonización, teniendo en cuenta la relevancia de la inversión en redes y el papel del consumidor en el proceso de descarbonización.

- **Mesa 3. Interacción entre la señal de precios de los peajes, la operación del sistema, la señal de precio del mercado y las ofertas de los comercializadores**

El objetivo de esta mesa era reflexionar sobre la señal de precios que se debería trasladar al consumidor a través de los peajes, teniendo en cuenta que su participación activa es muy relevante para cumplir con los objetivos de descarbonización. Y que hay otros instrumentos y precios además del peaje para dar dichas señales.

Las principales **conclusiones** que se pudieron extraer de la reunión de lanzamiento fueron las siguientes:

- **Mesa 1. Valoración de la Circular 3/2020**

Respecto de la **metodología de asignación de costes**:

- Con carácter general, los agentes consideraron adecuada la metodología de asignación por nivel de tensión y periodo horario, si bien alguno apuntó la necesidad de reducir el número de horas de punta para incrementar la señal de precio de la punta de la tarde.
- Asimismo, con carácter general, los agentes se mostraron más favorables a imputar en mayor medida el coste de redes al término fijo, si bien algún agente manifestó su preferencia por dar mayor peso al término variable.
- Por otra parte, varios agentes señalaron la necesidad de revisar la metodología de cálculo de los pagos por el uso de la red en el caso del autoconsumo próximo a través de red, en coherencia con el aumento de la distancia permitida, lo que implica intercambios de energía en distintos niveles de tensión
- En todo caso, todos los agentes estuvieron de acuerdo en que la metodología de la Circular 3/2020 ha aportado transparencia y predictibilidad en la determinación de los peajes.

Respecto de la **estructura de peajes**:

- Los agentes se mostraron conformes con los niveles de tensión, periodos horarios y términos de facturación. No obstante, en todas las mesas se señaló la necesidad de revisar con mayor frecuencia los periodos horarios con objeto de adaptarlos a la introducción de las nuevas figuras y a la gran penetración de energía renovable a las horas centrales del día.

Asimismo, algunos agentes indicaron que sería bueno introducir progresivamente mayor número de periodos para los consumidores domésticos (hasta alcanzar los 6 periodos).

- Algunos agentes apuntaron la posibilidad de evolucionar desde potencia contratada a potencia demandada, como variable de asignación y facturación de los peajes.
- Algunos agentes señalaron la bondad de introducir señales de precio diferenciadas por zonas, mientras que otros se mostraron en desacuerdo.
- Por último, teniendo en cuenta el aumento de las tensiones en la red, algunos agentes propusieron revisar el término de facturación por energía reactiva y analizar qué señales de peajes habría que establecer para penalizar/bonificar la energía capacitiva/reactiva como elemento complementario a señales de mercado.

Respecto de la **valoración de la señal de precio de la Circular 3/2020**, con carácter general los agentes coincidieron en la dificultad para valorar completamente la señal de precios trasladada a los consumidores, dado que la implementación de la Circular ha coincidido en el tiempo con un contexto de precios elevados de la energía y ha sido afectada por las diversas medidas adoptadas por el Gobierno para paliar el impacto de la crisis de precios. No obstante, se señaló que, en términos generales, se había observado un incremento de la demanda en el periodo valle y una reducción de la punta de la mañana mientras que la punta de la noche se había mantenido como años precedentes.

Por último, los agentes señalaron las siguientes **propuestas adicionales**:

- Necesidad de analizar el coste de las restricciones técnicas, que actualmente se está incrementado considerablemente en el periodo valle, con objeto de valorar si es necesario transmitir una señal a través de un precio regulado o de un término integrado en el peaje de acceso.
- Analizar la posibilidad de eliminar la obligación del pago de peajes a la demanda cuando participa en los servicios de ajuste.
- Varios agentes señalaron que se debía revisar con mayor frecuencia los coeficientes de pérdidas.
- Necesidad de que haya coherencia entre contratación y peajes, señalando la necesidad de revisar la tipología de contratos de corto plazo vigente y de establecer peajes para la capacidad de acceso flexible.

Al respecto, algunos agentes recordaron la necesidad de revisar el Real Decreto 1955/2000⁴.

- Realizar una revisión coherente de peajes y cargos y su ámbito de aplicación, anticipando a los agentes los cambios con un periodo de tiempo suficiente para que tanto los propios agentes como los consumidores se puedan adaptar a los mismos. Al respecto señalaron que la implementación de la estructura de precios que resulte para el siguiente periodo regulatorio se debería anticipar con el suficiente horizonte temporal para evitar problemas de implementación.

- **Mesa 2. Adaptación a los nuevos modelos**

- Con carácter general los agentes coincidieron en que es buen momento para incorporar en la revisión de la metodología la integración de los nuevos vectores energéticos.
- También en esta mesa se señaló la necesidad de revisar con mayor frecuencia los periodos horarios, con objeto de adaptarlos a la introducción de las nuevas figuras y a la gran penetración de energía renovables a las horas centrales del día.

Asimismo, se invitó a reflexionar sobre el tratamiento de las restricciones técnicas y la facturación por energía reactiva.

- Al respecto, algunos agentes indicaron que en la revisión de periodos horarios no solo se debía tener en cuenta la demanda sino que también había de acomodarse la producción renovable, apuntando la posibilidad de que se introduzca una mayor diferenciación por zonas.
- Por otra parte, algunos agentes apuntaron la bondad de que se pudieran implementar peajes trasitorios que facilitaran la implementación de obligaciones medioambientales, tales como los destinados a la recarga

⁴ Se indica que a la fecha de elaboración de este informe está en fase de tramitación el Proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el reglamento general de suministro y contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica (en adelante RD suministro), disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-701.html>.

de vehículos eléctricos o el suministro de electricidad a embarcaciones en los puertos.

- Finalmente, algún participante señaló que deberían eximirse del pago de peajes cuando se estén proporcionando servicios en mercados de flexibilidad.

• **Mesa 3. Señal de precio**

Respecto de la señal de precios que se debe trasladar a los consumidores:

- Una parte de los agentes considera que la señal de precios que se traslada al consumidor por el uso de las redes debe ser independiente de la señal de precios del mercado, en línea con lo que establece la normativa europea.
- Otra parte de los agentes plantea que la señal de precios de los peajes de redes debe facilitar la integración de las energías renovables.
- El representante de los consumidores electrointensivos indica que la señal de precios que se traslada al consumidor debe ser la más eficiente desde el punto de vista económico (esto es, invertir en redes o evitar vertidos de energía renovable), pero en todo caso transparente y predecible para el consumidor.
- Por su parte, el representante de los consumidores domésticos apuntó que el consumidor recibe una señal agregada y que sería de más fácil comprensión si en la factura se recogieran de forma separada los costes fijos asociados a peajes y cargos del coste de la energía.
- En todo caso, los agentes se mostraron de acuerdo en que los peajes no tienen que ser una barrera para los consumidores, en particular, para los domésticos que quieran ser activos.

3.2. 2ª Reunión - Periodos horarios

Teniendo en cuenta que el tema más recurrente de la reunión de lanzamiento del grupo de trabajo fue la necesidad de revisar los periodos horarios, el 24 de junio de 2024 se convocó a una reunión con objeto de tratar en exclusiva este tema.

Al igual que la anterior reunión, la jornada se celebró en formato mixto. Presencialmente participaron 39 personas de diferentes ámbitos y 64 personas se conectaron on-line, además de personal de la CNMC

En primer lugar, la CNMC presentó un avance de cuáles serían los periodos horarios de mantener el criterio recogido en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020 (criterios de potencia promedio mensual y máximo mensual), completando el análisis con una estimación del impacto del autoconsumo sobre la definición de los periodos horarios a futuro. A continuación, se invitó a los participantes a reflexionar sobre los siguientes aspectos:

- Criterios para definir los periodos horarios y periodicidad en la revisión de los mismos.
- Coherencia entre la definición de los periodos horarios y la metodología de asignación, teniendo en cuenta la asignación se basa en información histórica de balances y curvas de carga.
- Señal de precios en función de la saturación de la red versus función de la generación renovable.
- Determinación del número de horas de punta.
- Diferenciación por zonas.

De la participación de los agentes se extraen a continuación las siguientes **conclusiones**:

Respecto del **criterio para establecer los periodos horarios**, con carácter general, los agentes coincidieron en que, para definir las temporadas y los tipos de día, los criterios de potencia eran los adecuados. Sin embargo, para establecer el perfil diario se observan dos posturas diferenciadas y otras más matizadas en cuanto a las señales que deben dar los peajes. Una de las partes indica que los periodos se debieran establecer en función de la saturación de las redes, con el objetivo de minimizar las inversiones en redes, mientras que otros entienden que debieran establecerse teniendo en cuenta la producción de energías renovables, con el objetivo de facilitar su integración.

Respecto de la **periodicidad de revisión de los periodos horarios**, un agente señaló que deberían revisarse anualmente, mientras que por el contrario otro señaló que debería mantenerse durante el periodo regulatorio. Por último, varios agentes señalaron que habría que mantener un equilibrio entre la necesidad de proporcionar una señal estable a los consumidores y la necesidad de incorporar

los cambios de comportamiento y propusieron una revisión de los periodos horarios a mitad del semiperiodo.

Asimismo, la mayoría de los asistentes opinó que estas señales deben de ser estables y predecibles y facilitar el desplazamiento del consumo a horas valle con el objetivo de reducir el coste de las restricciones técnicas.

Respecto de la **definición de periodos horarios teniendo en cuenta datos históricos o proyecciones a futuro**, dos agentes señalaron que, dado que la metodología y los periodos horarios deben ser coherentes, cabría analizar la posibilidad de emplear datos históricos y matizar los resultados teniendo en cuenta la proyección a futuro.

Respecto del **número de horas de punta**, la mayor parte de los agentes coincidieron en la necesidad de reducir el número de horas con objeto de aumentar la señal de precio de la punta de la tarde.

Respecto de la **punta de la mañana**, parece que hubo cierto consenso en que no había necesidad de mantenerla, al menos, en los meses de verano.

Por último, varios agentes señalaron la necesidad de que los cambios se anticipen con tiempo suficiente para realizar las adaptaciones necesarias e informar a los clientes.

3.3. 3ª Reunión – Estructura de peajes

El 8 de julio de 2024 se ha celebrado la tercera sesión del grupo de trabajo cuyo objetivo ha sido valorar la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020.

Al igual que en las sesiones anteriores, la jornada se ha celebrado en un modelo mixto (presencial) y on-line. En particular, participaron presencialmente 40 personas y se conectaron on-line 77 personas, contando con representantes de todos los agentes: consumidores, transportistas, distribuidores, comercializadores, operadores de los nuevos vectores energéticos, así como representantes de la administración pública.

La responsable hace una presentación en la que se recogen las principales observaciones que se han recibido por parte de los agentes desde la implantación de la Circular 3/2020 respecto de la estructura de peajes por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación. Adicionalmente, se han presentado algunas propuestas de herramientas (tales como peajes de corto plazo y peajes de capacidad flexible) que, en opinión de la CNMC, aportarían

flexibilidad a todos los usuarios, permitiendo, además, facilitar la integración de los nuevos modelos de negocio cumpliendo con los objetivos de neutralidad y no discriminación establecidos en la normativa europea.

A continuación, se ha invitado a los participantes a reflexionar sobre los siguientes aspectos:

- Valoración de la estructura por nivel de tensión, periodo horario y término de facturación
- Reflexión sobre:
 - Potencia contratada vs potencia demandada, a efectos de su utilización en la asignación del coste y posterior facturación a los clientes
 - Obligación de mantener potencias crecientes por periodos
 - Excesos de Potencia
 - Energía reactiva: solución regulada o solución de mercado
- Reflexión sobre las herramientas para introducir flexibilidad:
 - Peajes de corto plazo
 - Peajes para capacidad de acceso flexibles
 - Peajes interrumpibles

De la participación de los agentes se extraen a continuación las siguientes **conclusiones**:

Respecto de la **estructura de peajes por nivel de tensión**, con carácter general los agentes han señalado la necesidad de que los peajes reflejen los costes de la red y la necesidad de que se establezcan atendiendo siempre a criterios técnicos.

Respecto a la **estructura por periodos horarios**, algunos agentes han solicitado la implementación de más periodos para el peaje 2.0TD. Los agentes que se han pronunciado sobre esta propuesta se han mostrado conformes, con la única puntualización de un agente que ha señalado que se debería de analizar la motivación para tomar esta medida: si es consecuencia de la revisión de los periodos horarios o de la metodología, ya que este es un cambio que afecta a un número muy elevado de consumidores y que debe ser explicado.

Respecto de la **estructura por término de facturación**, con carácter general los agentes se han mostrado de acuerdo con la eliminación de la obligatoriedad de la contratación de **potencias crecientes**, indicando que no supondría ningún problema la implementación de esta medida.

Por otra parte, algunos agentes han mostrado su preferencia por pasar de potencia contratada a potencia demandada, mientras que otros consideran que la potencia contratada es la mejor variable de facturación, máxime teniendo en cuenta la diferenciación por periodos horarios.

Respecto al tipo de señal que debe proporcionar la **energía reactiva**, la mayoría de las aportaciones se muestran a favor de un modelo mixto, con una señal universal trasladada en los peajes y mercados locales para resolver problemas puntuales de control de gestión. En todo caso, tanto comercializadores como consumidores proponen que los costes asociados a la gestión de redes que surjan en los mercados se trasladen a los consumidores a través de los peajes.

Respecto de la implementación de **mecanismos de flexibilidad** si bien la mayoría de los agentes se han mostrado a favor de la implementación de peajes de duración inferior al año y de peajes para capacidad de acceso flexible, algunos distribuidores han puesto de manifiesto su preocupación por la complejidad en la implantación de estos, tanto desde el punto de vista de los sistemas de facturación y contratación como de la operativa.

Adicionalmente, una gran parte de los agentes mostró su preocupación por el impacto de estos mecanismos de flexibilidad sobre la **suficiencia de los peajes**. Al respecto, se indicó que se haría un análisis de impacto y que podría contemplarse una implantación gradual, señalando que, en todo caso, además se requería introducir algunas modificaciones regulatorias por parte del Ministerio en lo referente a la contratación de corto plazo⁵.

En relación con la introducción de **peajes interrumpibles**, en general no existe consenso en cuanto a la necesidad de implementarlos, bien porque se consideran innecesarios si existen mercados locales o porque se consideran incompatibles con los peajes flexibles.

Por último, los agentes han solicitado visibilidad sobre los cambios que se van a introducir y un periodo de tiempo suficiente para adaptarse a los mismo.

⁵ Cabe señalar que el proyecto de Real Decreto de suministro contempla la implementación de peajes de duración inferior al año.

4. REUNIONES BILATERALES CON LOS AGENTES

Además de las reuniones plenarias con todos los agentes, se han mantenido reuniones bilaterales con los diversos agentes con objeto de profundizar en aquellos aspectos que más les preocupan, de cara a la revisión de la Circular 3/2020 para el periodo regulatorio 2026-2031.

4.1. Comunidades Autónomas

El 11 de junio de 2024 se convocó, en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020, a una reunión a las Comunidades Autónomas con objeto de profundizar sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

En la reunión, que se celebró en formato on-line, participaron 53 personas con representación de todas las CC.AA. y de las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

En primer lugar, la CNMC realizó una breve presentación con el resumen de las colusiones de la reunión de lanzamiento del grupo de trabajo de la Circular 3/2020 celebrada en julio de 2023. A continuación, se solicitó la opinión sobre los siguientes aspectos:

- Metodología de asignación de la Circular 3/2020
- Adecuación de la estructura de tarifa por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación.
- Condiciones de facturación de los peajes de acceso.
- Propuestas de mejora

De la reunión mantenida con las CC.AA. cabe concluir los siguientes aspectos:

- Conformidad con la metodología de asignación de la Circular 3/2020
- Necesidad de revisar y justificar en mayor medida la estructura de peajes por nivel de tensión. La estructura por nivel de tensión debería corresponderse con los costes unitarios de las redes
- Conformidad con la estructura de peajes por periodos horarios y término de facturación, si bien sugieren revisar la obligación de potencias crecientes.

- Necesidad de dar continuidad a la estructura de peajes vigente, intentando minimizar los cambios, por el impacto en la gestión de los suministros propios, así como en el resto de los consumidores.
- Necesidad de proporcionar información centralizada sobre las variables de facturación a las CC.AA. para la gestión de sus propios suministros.
- Necesidad de proporcionar información sobre las variables de facturación en las facturas a los consumidores, de forma que se les facilite tanto su comprensión, como la toma de decisiones.
- Necesidad de revisar el tratamiento de los servicios de ajuste. Al respecto sugieren que los costes relacionados con la gestión de redes se incorporen en los peajes de redes.
- Necesidad de armonizar el ámbito de aplicación de peajes y cargos.

4.2. Hidrógeno

El 14 de junio se mantuvo una reunión con agentes con intereses en el sector del Hidrógeno. La reunión se celebró en un modelo mixto. Además del personal de la CNMC, participaron 5 agentes en modo presencial y 10 en modo on-line.

En primer lugar, la representante de la Asociación Española del Hidrógeno, con objeto de contextualizar la situación señaló que se trata de puntos de suministro con un consumo muy elevado, pero cuya utilización de la potencia depende de la configuración. En particular señaló que existen configuraciones en las que el productor demanda toda su energía de la red y tienen por tanto una utilización de la potencia muy elevadas, mientras que en otras configuraciones los productores se alimentan únicamente de instalaciones renovables mediante líneas directas o modelos mixtos en los que se alimentan de la red y de una instalación renovable, con utilizations de las potencias contratada muy bajas. En todos los casos el coste del suministro eléctrico representa un porcentaje muy elevado del coste de inversión.

De la reunión mantenida con los productores de hidrógeno cabe concluir los siguientes aspectos:

- Preferencia por solicitar la exención transitoria de peajes, sugiriendo iniciar el procedimiento de ayudas de estado establecido en la normativa comunitaria.
- En caso de no quedar exento del pago de peajes, solicitan se tenga en cuenta las distintas configuraciones y establecer peajes específicos. En el caso particular de los perfiles de consumo plano, se solicita que en el

diseño de peajes se tenga en cuenta la elevada utilización de la potencia. Por el contrario, en el caso de perfiles no planos, se solicita aumentar el peso del término variable

4.3. Comercializadores

El 27 de junio de 2024 se celebró una reunión, en formato on-line, con los comercializadores para profundizar en sus propuestas de cara a la revisión de la Circular 3/2020. Participaron en la reunión once comercializadoras.

De la reunión mantenida con los comercializadores se concluyen los siguientes aspectos:

- En general, la mayoría de los comercializadores se muestra de acuerdo con la necesidad de implementar cambios en relación a los períodos horarios, mostrándose de acuerdo con eliminar la punta de la mañana, manteniendo la punta de tarde e incrementando las horas de llano, si bien muestran su preocupación por cómo se implementen los mismos en sus respectivos sistemas, considerando fundamental la anticipación con la que se puedan implementar dichos cambios. Sin embargo, también algún comercializador muestra su preferencia por una línea más continuista, trasladando su preocupación por el traslado que de los cambios se debe hacer a los contratos firmados a más largo plazo.
- La mayoría de los comercializadores considera imprescindible que los cambios sean previsibles y graduales, especialmente en lo que se refiere a los clientes domésticos, considerando necesario que se trasladen a estos clientes mensajes claros y sencillos.
- Se observa cierta preocupación por parte de algunos comercializadores sobre el impacto de la actualización de los peajes sobre la evolución del autoconsumo en un contexto de precios de mercado bajos. Al respecto proponen establecer peajes específicos para el autoconsumo.
- También parece haber cierto consenso entre los comercializadores en la propuesta de incluir los costes de restricciones asociados a la gestión de las redes en los peajes, dado que es un coste para el que no existe cobertura posible.
- Algunos comercializadores muestran preocupación por que se eximan del pago de peajes a los productores de hidrógeno, ya que competirían en los mercados de servicios en condiciones desiguales.

- Necesidad de que todos los distribuidores apliquen criterios uniformes para la facturación de peajes y proporcionen la información necesaria para replicar los cálculos.

4.4. Nuevos modelos de negocio

El 28 de junio se convocó a una reunión en formato remoto a representantes de agentes con intereses en el almacenamiento, autoconsumo, energías renovables, agregación y flexibilidad. Participaron en la reunión, además del personal de la CNMC, nueve agentes.

De la reunión mantenida con los representantes de los nuevos modelos de negocio se concluyó los siguientes aspectos:

- Disparidad de criterios respecto del peso del término variable de los peajes de redes. Una parte de los participantes en la reunión consideran necesario incrementarlo con objeto de fomentar el autoconsumo y el almacenamiento, mientras que otros participantes indicaron que es necesaria una mayor reflexión con objeto de no incrementar el coste de las inversiones en redes, que finalmente pagan los consumidores, y asegurar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes.
- Necesidad de proporcionar una señal de precios que incentive el consumo en las horas centrales del día y del valle y desincentive el consumo en la punta nocturna.
- Necesidad de disponer de mayor flexibilidad en los peajes.
- Necesidad de establecer un tercer término de potencia para los consumidores 2.0TD, al objeto de poder reducir la potencia contratada durante las horas de mayor insolación.
- Necesidad de establecer exenciones de peajes a instalaciones de almacenamiento, de forma similar a lo aplicado a los bombeos, y a los productores de Hidrogeno.
- Tarifas específicas para el autoconsumo.
- Necesidad de establecer peajes zonales o, al menos, desagregar el calendario peninsular en zonas.

4.5. Consumidores domésticos y PYMES

El 11 de julio de 2024 se celebró una reunión en formato on-line con representantes de los consumidores domésticos y PYMES. Participaron en la reunión seis representantes de consumidores domésticos, estaciones de esquí, regantes y asociaciones de consumidores de energía.

De la reunión mantenida con este colectivo se extrajeron las siguientes conclusiones:

- Necesidad de implementar herramientas que aporten flexibilidad, esto es, que permitan a los consumidores con demanda estacional reducir su facturación por potencia.
- Eliminación del requisito de potencias crecientes.
- Permitir la posibilidad de modificar las potencias contratadas con una periodicidad superior al año.
- Anticipar a los consumidores las futuras modificaciones a introducir en la Circular 3/2020, al objeto que las puedan tener en cuenta en sus decisiones de inversión.
- Estabilidad, gradualidad y predictibilidad sobre la evolución de los peajes y su estructura.
- Definición de la estructura de peajes por nivel de tensión de forma no discriminatoria.

4.6. Consumidores industriales

El 12 de julio de 2024 se celebró una reunión en formato on-line con representantes de los consumidores industriales. En particular han participado once representantes de grandes consumidores industriales (electrointensivos, ferroviarios, siderúrgicos, papeleras, transporte metropolitano y servicios).

Se indica que esta reunión se celebró tras la 3ª reunión plenaria del GT de la Circular 3/2020, por lo que antes de iniciar la reunión se aclaró a los participantes la propuesta de reflexión sobre si se debía mantener la facturación por energía reactiva o ir a un modelo de mercado.

Los aspectos que más preocupan a este colectivo son los siguientes:

- Necesidad de introducir herramientas que proporcionen flexibilidad. En este sentido, apoyan la propuesta presentada en la tercera reunión del

grupo de trabajo de introducir peajes de corto plazo, flexibles e interrumpibles. No obstante, muestran su preocupación por la capacidad de los distribuidores para aplicar la propuesta.

- Adicionalmente, solicitan mayor flexibilidad en la contratación tales como eliminar la obligación de potencias crecientes o poder modificar la potencia contratada más de una vez al año.
- Los problemas de energía reactiva son locales y consideran oportuno que se resuelvan localmente, bien mediante inversión, bien mediante la convocatoria de mercados locales. No obstante, muestran preocupación por la evolución del coste en el caso de mercados locales y consideran que se deben establecer los incentivos necesarios para que la solución que elija el operador de red sea la de menor coste de entre todas las que dispone para solucionar dicho problema (inversiones en reactancias y/o mercados locales).
- En todo caso, con carácter general, todos los costes de restricciones técnicas relacionados con la gestión de las redes (incluido el coste asociado al control de tensión) debería recuperarse a través de los peajes de redes.
- La definición de los periodos horarios debe tener en cuenta, por una parte, el diferencial de precios del mercado existente entre el periodo 6 y otros periodos, con objeto de no desincentivar el consumo en el periodo de valle y, por otra parte, el consumo exigido en el periodo 6 a los consumidores electrointensivos.
- Estabilidad y predictibilidad de los peajes. Los consumidores han tomado decisiones de inversión teniendo en cuenta la estructura de los peajes y consideran que los cambios deben ser graduales.
- Suficiencia de ingresos para cubrir los costes.

4.7. Distribuidores

El 23 de julio se convocó a los distribuidores a una reunión en formato on-line, con un doble objetivo. Además de profundizar en sus puntos de vista respecto de los temas surgidos en las reuniones plenarias, avanzar en las necesidades de información de cara a la revisión y valoración de impactos de algunos aspectos de la Circular 3/2020.

De la reunión mantenida con los distribuidores cabe concluir los siguientes aspectos:

- Necesidad de asegurar la suficiencia de los peajes para cubrir la retribución reconocida.
- Estabilidad y predictibilidad de los peajes: los cambios introducidos deben ser graduales y predecibles.
- Conformidad con la metodología de asignación de la Circular 3/2020. Desde su punto de vista la metodología de asignación es adecuada, tanto por nivel de tensión como por periodos horarios y términos de facturación, trasladando a los consumidores señales de precios adecuadas. No obstante, consideran necesario reducir el número de horas de participación en la punta con el objetivo de aumentar la señal de precios en la punta de la tarde y reducirla en la punta de la mañana y en el periodo de valle.
- Necesidad de revisar los periodos horarios, si bien no hay unanimidad respecto de cada cuánto deben revisarse. Una parte considera adecuado que se revisen, además de al principio del periodo regulatorio, en el semiperiodo (mediante resolución), mientras que otra parte propone mantener los periodos horarios durante todo el periodo regulatorio por el impacto en los sistemas de facturación y en la contratación.
- Necesidad de revisar los coeficientes de pérdidas conjuntamente con la revisión de los periodos horarios
- Necesidad de regular el tratamiento del fraude.
- Necesidad de reflexionar sobre el tratamiento del término de energía reactiva.
- Necesidad de disponer de un periodo de tiempo suficiente para implementar los cambios.
- Necesidad de coordinar las revisiones de peajes y cargos.

4.8. Suministro eléctrico a embarcaciones

En relación con el suministro eléctrico a embarcaciones se han mantenido varias reuniones con diversos agentes (Puertos del Estado, Autoridades Portuarias, Armadores y comercializadores con intereses en el suministro eléctrico a puertos) con ocasión de la extensión del peaje de aplicación a la recarga de

vehículo eléctricos de acceso público al suministro eléctrico a embarcaciones en la propuesta de modificación de la Circular 3/2020⁶.

De las reuniones mantenidas se concluyen las siguientes demandas

- Necesidad de introducir herramientas que aporten flexibilidad con objeto de incentivar a las embarcaciones a que se conecten en los puertos durante el periodo en el que no tienen obligación de conectarse. Al respecto, valoran positivamente la positividad de simultanear contratos de largo plazo con contratos de corto plazo.
- En tanto no se dispongan de las herramientas que aporten flexibilidad, establecer unos peajes transitorios de aplicación al suministro eléctrico a embarcaciones que tenga en cuenta las características de dispersión temporal y falta de regularidad de este servicio en algunos puertos.
- Extender a la red con tensión superior a 220 kV el peaje transitorio de suministro eléctrico a embarcaciones.

5. CONCLUSIONES

De los debates con los distintos agentes en las diferentes reuniones mantenidas cabe extraer las siguientes conclusiones:

Respecto del **ámbito de aplicación de los peajes**, con carácter general, los agentes coinciden en que habría que minimizar las exenciones de peajes, en la medida en que pueden resultar discriminatorias y podrían incidir en la competencia consumidores de cara a su participación en los mercados de restricciones y flexibilidad.

No obstante, algunos agentes plantean la posibilidad de introducir exenciones transitorias con objeto de facilitar el cumplimiento de objetivos medioambientales, particularmente, en lo relacionado con las baterías de almacenamiento y la producción de hidrógeno.

⁶ Disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/metodologia-distribucion-energia-electrica>

En todo caso, también con carácter general, los agentes han señalado la necesidad de aclarar si entran en el ámbito de aplicación las baterías de almacenamiento de energía.

Respecto de los **principios generales**, si bien no se ha pedido una reflexión específica al respecto, a lo largo de las distintas reuniones ha surgido reiteradamente la necesidad de asegurar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes.

Asimismo, en todas las reuniones se ha insistido en que los peajes deben ser no discriminatorios, estables y predecibles.

Con carácter general, los agentes señalan que los cambios deben implementarse de forma gradual, proporcionando a los agentes visibilidad sobre los mismos y con el tiempo suficiente adaptarse a los cambios, tanto desde el punto de vista operativo (modificación de sistemas y contratación) como para informar adecuadamente a los consumidores.

Respecto de la **metodología de asignación**, los agentes han manifestado con carácter general que, si bien es difícil valorar el éxito de la metodología de la Circular 3/2020 debido al contexto en que se ha implementado, se considera adecuada. No obstante, proponen reducir el número de horas para incrementar la señal de precios en la punta de la tarde.

Respecto de los **periodos horarios**, la mayor parte de los agentes coincide en la necesidad de revisar con mayor frecuencia los periodos con objeto de adaptarlos a los cambios que se deriven tanto de la penetración de energías renovables como de la incorporación de las nuevas figuras.

También existe consenso sobre el criterio para definir los periodos horarios por temporada y tipo de día. Por el contrario, en la definición del perfil diario se muestran dos posturas: una que defiende que debería tener en cuenta la saturación de las redes y otra que defiende que debería facilitar la integración de las renovables.

En todo caso, con carácter general los agentes coinciden en la necesidad de incrementar la señal de precio de la punta de la tarde y reducirla en la punta de la mañana y en el periodo de valle.

Por último, algunos agentes han propuesto aumentar la diferenciación por zonas del calendario peninsular.

Adicionalmente y en relación con la revisión de los periodos horarios, los agentes han señalado la necesidad de revisar con la misma frecuencia los coeficientes de pérdidas.

Respecto de la **estructura de peajes**, todos los agentes coinciden en mantener la estructura de la Circular 3/2020 por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación con pequeños ajustes.

En particular, coinciden en que la estructura de peajes por nivel de tensión debe obedecer a criterios económicos y, en consecuencia, se propone revisar el tratamiento dado a la red de 30 kV.

Asimismo, proponen revisar la estructura por periodos horarios del peaje 2.0 TD con objeto de incorporar mayor discriminación de precios, tanto en el término de potencia como en el término de energía.

Respecto de los **términos de facturación**, si bien algunos agentes han apuntado la posibilidad de pasar de potencia demandada a potencia facturada, con carácter general no parece existir gran debate sobre los términos de facturación de la Circular 3/2020.

No obstante, con carácter general los agentes demandan mayor flexibilidad y proponen eliminar la obligación de mantener el criterio de potencias crecientes y permitir un mayor número de modificaciones de la potencia contratada al año.

En cuanto al término de facturación por energía reactiva, con carácter general, los agentes se muestran preocupados por la evolución del coste asociado al control de tensión y consideran necesario adoptar medidas orientadas a su reducción.

En relación con lo anterior, muchos agentes han propuesto que el coste asociado a la gestión de las redes se incorpore en la determinación de los peajes de redes.

Respecto de la introducción de **peajes de duración inferior al año y de peajes flexibles**, con carácter general los agentes valoran positivamente la propuesta en la medida en que aportan flexibilidad a la demanda sin introducir una discriminación, si bien apuntan a la complejidad de su implementación y la necesidad de asegurar que no se ponga en peligro la suficiencia de ingresos para cubrir los costes.

Por el contrario, no hay consenso sobre la implementación de **peajes interrumpibles**. Una parte de los agentes no ve diferenciación respecto del

peaje flexible, mientras que otra parte de los agentes considera que se debe profundizar en su análisis.

Adicionalmente, algunos agentes han demandado la posibilidad de introducir/mantener **peajes transitorios y específicos** para determinados usos (tales como, almacenamiento de energía, autoconsumo, producción de hidrógeno, carga de vehículo eléctrico, suministro a embarcaciones) en tanto no se implementen estas medidas de flexibilidad.

Por último, todos los agentes coinciden en la necesidad de que los cambios sean progresivos y con el tiempo suficiente para que la implementación no de lugar a los mismos problemas que dio la introducción de la Circular 3/2020 y para informar adecuadamente a los consumidores.

Adicionalmente, en los debates mantenidos con los agentes han surgido las siguientes propuestas no relacionadas directamente con la Circular 3/2020:

- Incorporar el coste asociado a las restricciones técnicas en los peajes.
- Proporcionar información centralizada sobre las variables de facturación a las CC.AA. para la gestión de sus propios suministros.
- Proporcionar información sobre las variables de facturación en las facturas a los consumidores, de forma que se les facilite tanto su comprensión, como la toma de decisiones.
- Necesidad de que todos los distribuidores apliquen criterios uniformes para la facturación de peajes y proporcionen la información necesaria para replicar los cálculos.
- Regular el tratamiento del fraude en los peajes.

ANEXO I. RESUMENES DE LAS REUNIONES DEL GT DE LA CIRCULAR 3/2020

SESIÓN DE LANZAMIENTO DEL GRUPO DE TRABAJO DE LA CIRCULAR 3/2020

1. RESUMEN EJECUTIVO

El 12 de Julio de 2023 se celebró en la Comisión la reunión de lanzamiento de la revisión de la Circular 3/2020 de peajes de transporte y distribución de electricidad. En dicha jornada participaron representantes de los nuevos vectores energéticos (vehículos eléctricos, el almacenamiento o el hidrógeno) llamados a jugar un papel esencial en la descarbonización. También han formado parte los representantes de los consumidores industriales, pymes y domésticos, figuras claves en la electrificación de la economía.

La jornada se celebró en un modelo mixto (presencial) y on-line. Presencialmente estuvieron 45 personas de diferentes ámbitos del sector eléctrico y 62 personas se conectaron on-line además de personal de la CNMC.

La Directora de Energía Rocío Prieto resumió brevemente la Circular instrumento necesario para dar señales de precios introduciendo la discriminación horaria a todos los consumidores.

Posteriormente se organizaron tres mesas con los siguientes objetivos : valorar la adecuación de la Circular 3/2020 para cumplir los objetivos inicialmente previstos; la necesidad de revisarla de cara a facilitar la integración de las nuevas figuras que han surgido en el actual contexto de descarbonización y, por último, reflexionar sobre la señal de precios que se quiere trasladar al consumidor, teniendo en cuenta que su participación activa es muy relevante para cumplir con los objetivos de descarbonización.

En términos generales todos han valorado positivamente la metodología de la Circular 3/2020, en la medida en que se introduce transparencia en la determinación de los peajes y a que ha obedecido a un análisis profundo de los buenos principios regulatorios. Aun así, también con carácter general, los agentes coinciden en que no es posible valorar el éxito de la misma tras su implementación, dado que ha coincidido en el tiempo con contexto de precios de la energía elevados que ha dado lugar a la implementación de diversas medidas, que han distorsionado las señales de precios de la Circular 3/2020.

A continuación, se enumeran las principales conclusiones:

- Es buen momento para incorporar en la revisión de la metodología la integración de los nuevos vectores energéticos. Todos están de acuerdo en asegurar la transparencia y predictibilidad de los peajes.
- Respecto de la estructura de peajes, también hay bastante consenso sobre los niveles de tensión, periodos horarios y términos de facturación. No obstante, se ha señalado la necesidad de revisar con mayor frecuencia los periodos horarios, con objeto de adaptar con mayor frecuencia los periodos horarios a la introducción de las nuevas figuras y a la gran penetración de energía renovables a las horas centrales del día. Asimismo, algunos agentes han indicado que sería bueno introducir progresivamente mayor número de periodos para los consumidores domésticos (hasta alcanzar los 6 periodos).
- Revisar la metodología de cálculo de los pagos por el uso de la red en el caso del autoconsumo próximo a través de red, en coherencia con el aumento de la distancia permitida, lo que implica intercambios de energía en distintos niveles de tensión y revisar con mayor frecuencia los coeficientes de pérdidas.
- Respecto de la metodología de asignación por nivel de tensión y periodo horarios hay bastante consenso, si bien varios agentes han señalado la necesidad de reducir el número de horas de punta para incrementar la señal de precio de la punta de la tarde.
- Respecto de la asignación por término de facturación, con carácter general, los agentes se han mostrado más favorables imputar en mayor medida el coste al término fijo, si bien algún agente, como por ejemplo el representante de unión fotovoltaica (UNEF) y los representantes de los consumidores domésticos manifiestan preferencia por un mayor peso del término variable. Por otra parte, se ha mencionado la posibilidad de evolucionar de potencia contratada a potencia demandada.
- Aunque no se ha podido valorar completamente la señal de precios de los consumidores, si se puede concluir que en términos generales la demanda ha crecido en el periodo valle, que la punta de la mañana ha disminuido mientras que la punta de la noche se ha mantenido como años precedentes.
- También se ha concluido que los peajes no tienen que ser una barrera para los consumidores, en particular, para los domésticos que quieran ser activos. Cabría valorar si los consumidores domésticos que actualmente tienen 3 periodos de energía podrían discriminar en 6 periodos (ya se

planteó en su día, pero por simplicidad se pusieron 3 periodos) o establecer una punta y valle de invierno y de verano.

- Dado al aumento de las tensiones en la red habría que revisar los peajes de la energía reactiva en todos los periodos horarios y analizar qué señales de peajes habría que establecer para penalizar/bonificar la energía capacitiva/reactiva como elemento complementario a señales de mercado.
- Se ha planteado la necesidad de estudiar el coste de las restricciones técnicas que actualmente se han incrementado considerablemente en el periodo valle con objeto de valorar si es necesario transmitir una señal a través de un peaje regulado. Adicionalmente, se plantea analizar la posibilidad de eliminar la obligación del pago de peajes a la demanda cuando se participa en los servicios de ajuste.
- Aunque está fuera del ámbito de esta Circular se recuerda la necesidad de revisar el Real Decreto 1955/2000. Asimismo, se insiste en que haya coherencia entre contratación y peajes, señalando la necesidad de revisar la tipología de contratos de corto plazo vigente y de establecer peajes para acceso flexible.
- Realizar una revisión coherente de peajes y cargos y su ámbito de aplicación para que sean coherentes con un periodo de tiempo suficiente para que los agentes y los consumidores se puedan adaptar. La implementación de la estructura de precios que resulte para el siguiente periodo regulatorio se anticipe con el suficiente horizonte temporal para evitar problemas de implementación.

A continuación, se resumen los principales temas tratados en las mesas de debate moderadas por el personal de la Unidad de Precios Regulados. Cabe señalar que todos los presentes agradecieron a la Comisión el lanzamiento del grupo de trabajo y el esfuerzo realizado para la preparación de la jornada con objeto de conocer la opinión de todos los agentes del sector.

2. MESA 1: VALORACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LA CIRCULAR

El objetivo de esta primera mesa ha sido valorar la metodología de la Circular 3/2020, tanto desde el punto de vista de la asignación de costes como de la estructura de peajes por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación. Asimismo, evaluar aquellos aspectos susceptibles de mejora y proponer nuevos elementos dado al entorno cambiante en el que se encuentra

el sector desde la implantación de la metodología hace aproximadamente dos años.

Los participantes de la primera mesa han sido:

- Patrica Bonet (Jefa de Servicios Regulatorios de REE)
- Manuel Delgado (Director Servicios Jurídicos, Regulación y Gestión de Ingresos, en UFD)
- Sabrina Lavado (Representando a ASEME).
- Julio Álvarez Vigil (Responsable Responsable de Estudios de Prospectiva Regulatoria dentro del equipo de Regulación Técnico-Económica de EDP)
- Hector Lama (Director técnico de UNEF, Unión de Empresas Fotovoltaicas)
- Pedro González González (Director General de AEGE, Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía)
- Moderadora: Begoñe Ilardia Larrauri (Técnico de la Unidad de Precios Regulados de la CNMC).

D^a. Patricia Bonet (REE) señaló que se debería revisar el tratamiento de los desvíos en la Circular en lo relativo a la ejecución de sentencias de años anteriores. Así mismo, recalcó la necesidad de seguir dando más peso en la señal de precio del término fijo de potencia por las inversiones que se van a acometer en las redes teniendo en cuenta el principio de suficiencia. Además, se mostró a favor de introducir la potencia demandada como inductor del coste de redes y de que las metodologías de peajes y cargos se coordinen en su tramitación. Por otra parte, no se muestra favorable a la introducción de peajes zonales, puesto que la Ley establece la tarifa única a nivel nacional.

A continuación, D. Manuel Delgado de (UFD) en relación con la valoración de la Circular 3/2020 expuso que la situación coyuntural caracterizada por precios altos y los sistemas de protección de los mismos que se han vendido implementando a través de diferente normativa no permite conocer si la señal de precios incorporada en los peajes ha sido efectiva. En su opinión, la señal de precios de los peajes se ha diluido, siendo lo relevante la señal de precios que traslada el mercado.

Asimismo, señala la necesidad de que la futura revisión de la Circular se implemente y se analice de manera conjunta con los cargos y se disponga un plazo adecuado para preparar adecuadamente los sistemas. Es necesario un periodo transitorio para adaptar sus sistemas, evitando las incertidumbres que se produjeron con la Circular 3/2020.

Respecto de los aspectos a tener en cuenta en la revisión de la metodología señala la necesidad de:

- Realizar un análisis de sensibilidad de las horas punta. Los peajes actuales tienen 1600 horas punta y el objetivo es ir reduciendo las mismas durante el periodo regulatorio para dar señales más fuertes en esas horas. Dado que el coste de las redes es fijo, dicho coste se debe recuperar a través de un término de potencia, ya sea por potencia demandada o potencia contratada, para evitar problemas de déficit futuros, teniendo en cuenta el impacto del autoconsumo.
- Revisar la regulación de los contratos de corto plazo, dado que el sistema actual hay problemas de seguridad en las instalaciones y tiene que incorporar toda la casuística, si bien es consciente que la CNMC no tiene competencias sobre este punto.

D^a. Sabrina Lavado (ASEME) señaló que compartía las opiniones expresadas por el representante de UFD, indicando adicionalmente los siguientes aspectos:

- Necesidad de disponer de datos para analizar la penetración de los recursos distribuidos e impacto en redes para poder cuantificar las inversiones necesarias para reforzar la red. Incidió, además, en la necesidad de predictibilidad y seguridad jurídica de la metodología de costes de redes.
- Sugieren la necesidad de pasar de potencia contratada a la potencia demandada como inductor de coste en las redes y valorar en la nueva revisión tarifas por disponibilidad o utilización de la red.
- Señalan la necesidad de mantener señales diferenciadas de precios para las redes, con objeto de aplanar la curva, y señales de precios de mercado, independientemente de que los consumidores responden a la señal total.
- Necesidad de determinar ex ante la retribución del transporte y la distribución, incluyendo en la retribución los suplementos territoriales.
- Además, habrá que tener en cuenta los nuevos modelos y agentes, entre otros, la capacidad flexible establecida en la nueva Circular de acceso y conexión y la normativa de redes cerradas aprobada recientemente.
- Adicionalmente dado la nueva revisión del PNIEC es necesario introducir mercados de flexibilidad y establecer de nuevo un peaje a la generación.
- Revisar la facturación por energía reactiva pendiente de conclusión del grupo de trabajo de reactiva.

D. Hector de Lama (UNEF) indica que desde la implantación de la metodología ha habido un cambio de paradigma, con la introducción masiva de la solar fotovoltaica. Señaló la necesidad de incrementar el peso del término variable y reducir el término fijo, dado que la gente no reacciona igual de rápido a cambios en los términos de potencia y de energía. Además, indicó que las señales de precios de peajes y cargos deben estar coordinadas.

Adicionalmente, considera que los cargos de las redes se deben concentrar en la punta de la tarde.

Por otra parte, indicó que una mayor penetración del autoconsumo (5 GW a finales de 2022) reduce las congestiones de la red, por lo que se debe proporcionar señales de precios en los peajes para fomentar el autoconsumo, dado que así se reducen las inversiones de red y se fomenta la electrificación señalando como ejemplo la introducción del autoconsumo combinado con el vehículo eléctrico.

Sobre la reducción de las congestiones en la red del autoconsumo, los representantes de las empresas distribuidoras se mostraron en desacuerdo, señalando que lo anterior es únicamente cierto en el caso del autoconsumo sin excedentes, pero no en el caso del autoconsumo con excedentes.

D. Julio Álvarez Vigil (Comercializadores) indica que no existe información para analizar el impacto de la Circular 3/2020 por el momento en el que se implementó la misma, aunque considera que es positivo que fuera continuista.

Es necesario una revisión más frecuente de los periodos horarios para tener en cuenta el impacto de las nuevas figuras. En su opinión, los consumidores finales no miran los periodos horarios de los peajes, sino que responden a la señal de precios que transmite el comercializador en sus ofertas. Por tanto, los periodos horarios afectan principalmente a los comercializadores.

Se debe valorar el establecimiento de más periodos para los consumidores domésticos si bien considera que buena parte de ellos no son sensibles a los mismos. También indica la posibilidad para estos clientes domésticos de la inclusión de estacionalidad. Por otra parte, se debe analizar el impacto de la capacidad flexible de conexión a la red en los peajes. ¿Deben pagar lo mismo que aquellos que tienen la capacidad de conexión firme?

Por último, intervino D. Pedro González (AEGE) que indicó que hay un cambio de paradigma desde la oferta y la demanda. Considera que la metodología ha respetado el principio de predictibilidad y que los precios han sido estables, aunque la implantación inicial tuvo algunos problemas. Por ello considera

necesario dar a conocer con tiempo razonable al sector todas las modificaciones que se lleven a cabo, aunque valora muy positivamente la jornada y la transparencia de la Comisión.

La metodología de peajes debe reflejar los costes que supone la expansión de las redes. En este punto lanza la reflexión sobre si el aumento de la capacidad debe hacerse en un entorno de demanda decreciente. Incurrir en costes para aumentar la capacidad introduce un sobre coste que paga el consumidor y, por tanto, es eficiente maximizar el uso de la capacidad existente. En este sentido, considera que la metodología actual responde a esa filosofía.

A la hora de revisar la metodología existente, considera que hay que analizar en detalle lo que ha sucedido desde el inicio de aplicación de la nueva metodología y comprender cómo han funcionado las señales existentes, ligadas también al precio del mercado.

Hay que incorporar al análisis los efectos externos negativos que se están generando como consecuencia de las restricciones de carácter local y horario, producto de las congestiones en las redes, y sus impactos sobre la demanda en horas valle. Estas restricciones deben ser un indicador de necesidad del tipo de inversiones que precisan las redes. Se muestra partidario de incluir el coste de las restricciones técnicas en los peajes (como coste regulado) para tratar de atajar el impacto de la alta volatilidad.

Sobre la modificación de las señales para adaptarse a la producción renovable, considera que habrá que contrastar si es más eficiente trasladar el consumo a las horas centrales del día y expandir la red o, por el contrario, si es eficiente maximizar el uso de la red existente y aplanar la curva de demanda. En cualquier caso, las señales al consumidor deben ser claras sobre el tipo de curva de consumo hacia la que se debe avanzar para no distorsionar las decisiones de consumo e inversión de los agentes. En este sentido se muestra partidario de la coherencia de señales de peajes y cargos.

Una vez finalizado la exposición de los ponentes hubo turno de preguntas. Respecto al comentario de D. Héctor Lamas de que el autoconsumo descongestiona la red, una persona del público mencionó que eso ocurre en los casos en los que no hay excedentes, pero que actualmente hay excedentes en los consumidores con potencia contratada menor de 15 kW y que eso produce la bidireccionalidad de la red, pérdidas y que puede llevar a congestiones. Aunque todos consideran positivo el autoconsumo.

En el turno de preguntas, desde la Comisión se pregunta sobre la necesidad de modificar los periodos horarios, si también a los domésticos y con qué frecuencia. Desde UNEF responden de la necesidad de que se adapten al periodo solar, pero no se indica si en término de potencia o de energía. Lo tendrá que valorar la Comisión. Si bien D. Héctor Lama considera que el futuro son las baterías tras contador para poder cargar en horas de sol y utilizarlas en horas punta. Desde ASEME indican que los días nublados aumenta la demanda y la red tiene que estar preparada para todos los consumidores y que el despliegue de las baterías está siendo lento.

En general consideran que los consumidores industriales están adaptando muy bien sus potencias a potencias demandadas y más con las medidas de flexibilidad que ha proporcionado el gobierno si bien no es tan fácil para los consumidores en baja tensión, aunque es verdad que casi la totalidad de la demanda tiene telegestión y se podría valorar utilizar la potencia demandada como variable inductora.

Desde la plataforma online se pregunta si habría que valorar las tarifas variables en función del uso del sistema.

3. MESA 2 NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

El cuarto paquete, así como las diversas medidas adoptadas con posterioridad encaminadas a la descarbonización ha dado lugar a la aparición de nuevas figuras y modelos de negocio. Entre los que cabe destacar las siguientes:

- Flexibilidad
- Almacenamiento de energía
- Agregación de la demanda, comunidades de energía
- Movilidad eléctrica
- Autoconsumo
- Plantas de electrólisis

Estas figuras pueden proporcionar al sistema herramientas que permitan maximizar la capacidad de uso de las redes y, por tanto, contribuir a la electrificación al menor coste posible.

El objetivo de la mesa es valorar la necesidad de introducir cambios en la metodología asignativa, con objeto de facilitar la integración de estas nuevas figuras, teniendo en cuenta en todo caso la neutralidad para los peajes de redes exigida por la normativa europea. Los participantes de la segunda mesa han sido:

- Leonardo Hervás, Director General de CIDE.
- Andrés Morata, Responsable Gestión Económica del Sistema, de ENDESA, que nos aportará la visión desde el punto de vista del comercializador.
- D^a. Alicia Carrasco (Directora ejecutiva de ENTRA) que nos aportará la visión desde el punto de vista la agregación de la demanda y la flexibilidad.
- Arturo Pérez de Lucía, Director General de AEDIVE, en representación de la movilidad eléctrica.
- Verónica Frade, Directora de Procesos y Control de Gestión de FORTIA, para aportar la visión de los consumidores contamos con.
- José Manuel Menéndez (Asesor de Mercado AEPIBAL, Asociación Española de baterías y el almacenamiento energético) en representación del almacenamiento de energía.
- Moderador: Miguel Ángel Bravo Prada (Técnico de la CNMC).

D. José Manuel Menéndez (AEPIBAL) señaló la necesidad de que los peajes mantengan su función como señal de precios sobre el uso de las redes revisando el enfoque de la demanda, en el sentido de que la gestión de la red no sólo implicará satisfacer la demanda sino también acomodar la producción renovable.

Señaló la necesidad de revisar los criterios por los que se determinan los periodos horarios, incrementando el número de horas de punta y haciendo que las horas centrales del día (horas en las que se producen los vertidos de las renovables) sean llano, con el objetivo de incentivar el consumo en las horas centrales del día evitando vertidos y pérdidas. Asimismo, indicó la necesidad de aumentar la frecuencia con la que se actualizan los periodos.

D. Leonardo Hervás (CIDE) indica que los consumidores consumen cada vez menos energía, pero la punta del sistema no se modifica con la misma intensidad.

Asimismo, indicó que las sobretensiones y las subtensiones requieren más inversión en redes y/o más mercados de flexibilidad. En relación con las sobretensiones debidas al autoconsumo indica el ponente que es necesario identificar el inductor de coste y gestionar las puntas locales.

Adicionalmente, señaló que si se produce un sobredimensionamiento del autoconsumo que vierte se van a producir unas mayores pérdidas de red, por la necesidad de transformar la energía hacia niveles de tensión más elevados. En

resumen, si el consumo no es local se incrementan las pérdidas e indicó que se debe producir una revisión más dinámica de los periodos horarios.

D. Andrés Morata (ENDESA) valoró muy positivamente la metodología de peajes indicando que se trataba de una de las más avanzadas de Europa, que traslada la señal de precio de redes adecuada.

Respecto a la señal de precios de las redes indica que no tienen por qué ser coincidentes con la señal de precios de mercado.

Respecto a los puntos de mejora de la metodología indica la necesidad de la revisión de periodos horarios para contemplar adecuadamente el uso de las redes. Asimismo, evitar asimetrías, por ejemplo, entre peajes y cargos o entre clientes. Además, cabría implementar peajes transitorios que faciliten la implementación de algunas obligaciones medioambientales (suministro de embarcaciones en puerto), como se ha hecho con la recarga pública de vehículo eléctrico. Por otra parte, abogan por que los comercializadores tengan libertad para ofrecer ofertas a los distintos segmentos de clientes.

A continuación, presenta varios gráficos de demanda para analizar cómo ha influido la penetración del autoconsumo en las puntas. Se trata de gráficos de demanda del año 2018 combinados con diversas hipótesis de penetración del autoconsumo. Con una penetración del autoconsumo de 5 GW ya se puede observar claramente que en los meses de mayor insolación la punta de mañana desaparece (junio-julio). El análisis de datos reales de demanda de 2022 y 2023 en Andalucía, así como los datos de e-sios hasta junio de 2023 así lo indican.

A continuación, se realiza una simulación de cómo afectaría una penetración de 10 GW de autoconsumo a las horas de punta, concluyendo el ponente que se tendería a dos temporadas (invierno/verano) con horas punta principalmente en horas de tarde-noche.

Establece el ponente la posibilidad revisar los meses que conforman las temporadas, en concreto, los meses de junio y julio, que pasarían de media (junio) y alta (julio) a baja y media respectivamente.

Además, aboga por introducir una señal de estacionalidad anual en la tarifa 2.0TD, estableciendo dos temporadas (invierno/verano) con periodos diferenciados por temporada y ampliación del valle de potencia a las horas del periodo llano de energía (periodo 2).

D^a. Alicia Carrasco (ENTRA) señaló la necesidad de revisar los peajes de los periodos punta y valle, incentivando el consumo en periodos de valle. Considera

que las horas con mayor generación de renovable son las que presentan peajes más caros y revisar, al menos, con periodicidad anual los calendarios.

Por otra parte, reducir los costes fijos de la factura, dando un mayor peso a la parte variable y establecer peajes que tengan en cuenta las congestiones de zona y que, por tanto, proporcionen señales locales.

D. Arturo Pérez de Lucía (AEDIVE) comenta la realidad sobre el vehículo eléctrico señalando, entre otros, que no todos los vehículos eléctricos pueden descargarse en casa... recarga diaria etc.

D^a. Verónica Frade (FORTIA) señaló que los peajes deben reflejar el coste de las redes no los precios de mercado. Asimismo, indica que los cargos no reflejan los costes de las redes y, por tanto, no deben seguir la misma estructura de peajes. En todo caso, se deben proporcionar señales adecuadas para que la demanda traslade su consumo a momentos más eficientes.

Indica que se deben de revisar los periodos tarifarios considerando el impacto del autoconsumo y la generación distribuida, existiendo dos valles, el que se produce en las horas nocturnas, y el que se producirá en las horas centrales del día.

Por otra parte, indicó que la gestión de la demanda puede aportar flexibilidad al sistema (flexibilidad de contratación de potencia mensualmente e incluso ex - post).

Además, indicó que la revisión del modelo de peajes debe ir acompañada de la revisión de otras señales de precios (repercusión de los costes de los servicios de control de tensión y de regulación secundaria).

Introdujo la posibilidad de que el pago por reactiva pudiera implicar no solo penalizaciones sino también bonificaciones.

Además, consideró que la flexibilidad explícita de la demanda requiere adaptación del pago por peajes de forma que, si un consumidor para proporcionar un servicio al sistema incrementa su demanda, no debería pagar peajes por proporcionar dicho servicio, como ya sucede en Portugal. Lo anterior, también sería aplicable si el consumidor para proporcionar dicho servicio procede a trasladar su consumo de unas horas a otras.

También se deberían revisar los costes de ajuste del sistema que se imputan a la demanda para participar en igualdad de condiciones con la generación. En este sentido, la actual repercusión (a través de un criterio contable de devengo

horario) del coste de control de tensión a la demanda no resulta una señal de precio eficiente, desincentivando a los consumidores electrointensivos.

El moderador por parte de la CNMC lanza dos preguntas a la mesa.

Teniendo en cuenta que los periodos de mayor insolación (en primavera) se corresponden con los meses de temporada media y baja, con la excepción del mes de julio que es un mes de temporada alta, por tanto, las puntas de la mañana y tarde con carácter general no se corresponde con precios de peajes elevados. ¿Consideran los ponentes de la mesa que estos periodos son un impedimento para el desarrollo de los nuevos modelos de negocio? Responden que efectivamente excepto julio podrían ser periodos correctos si bien sería bueno revisarlo dado que los calendarios actuales se elaboraron con información anterior al 2019.

La segunda cuestión versa sobre la introducción de las señales locales en los peajes de redes. En particular, y sin entrar a valorar la necesidad de modificar primero la Ley, se cuestiona sobre las ventajas de los peajes zonales respecto de los peajes únicos a nivel nacional y su compatibilidad con precios de mercado iguales para todos los consumidores. ¿Afectarían a la actividad de comercialización y a la competencia entre industrias?

Al respecto, no hay unanimidad sobre la conveniencia de introducir peajes de redes zonales. Algún agente plantea la posibilidad de introducir diferenciación en los calendarios para aproximar señales zonales, como ya los hay para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

En esta línea, un asistente on-line que se interesa por conocer la opinión de la sala en relación a la posibilidad de diferenciar zonas eléctricas en el subsistema peninsular a través de diferentes calendarios (actualmente existe un único calendario para la zona peninsular). Indica el representante de Endesa, Andrés Morata, que lo ve perfectamente posible tal y como ha esbozado en su presentación, diferenciando quizás entre un calendario de zona norte y otro de zona sur.

En el debate que surge tras las distintas ponencias, el representante de I-DE señala la necesidad de revisar la facturación por energía reactiva, ya que existen zonas con sobretensiones.

Por su parte los representantes de Puerto de Barcelona y Puertos del Estado se interesan por cómo se integrará la actividad para carga de barcos en el modelo indicando que se prevé un gran crecimiento llegando a un consumo en 2030 de 1 TWh.

En resumen, en esta mesa, al igual que en la mesa anterior, se señala la necesidad de revisar los periodos horarios, si bien no todos los agentes coinciden en cómo se debe realizar la revisión, si con el objetivo de favorecer el consumo en las horas de mayor producción renovable, aunque esto suponga más coste de red, o tener únicamente el objetivo de aplanar la curva de demanda. Además, algunos agentes han propuesto la introducción de señales zonales para solucionar los problemas de congestión que existen en algunas zonas. Los consumidores electrointensivos han abogado por la adaptación del pago de peajes, así como de un ajuste de los costes del sistema que permita a la demanda participar en la gestión del sistema en igualdad de condiciones que la generación.

4. MESA 3 INTERACCIÓN ENTRE LA SEÑAL DE PRECIOS DE LOS PEAJES, LA OPERACIÓN DEL SISTEMA, LA SEÑAL DE PRECIO DEL MERCADO Y LAS OFERTAS DE LOS COMERCIALIZADORES

El objetivo de la mesa es abrir el debate sobre la señal de precios que se debe trasladar a los consumidores, teniendo en cuenta la relevancia de la inversión en redes y el papel del consumidor en el proceso de descarbonización.

En la reflexión participan:

- Carlos Redondo, Subdirector de General de Energía Eléctrica (MITERD)
- David Alvira, Jefe del Centro de Control, en representación del operador del sistema.
- Pedro Basagoiti, Director de Tecnología, Innovación y Nuevos Desarrollos de OMIE.
- Álvaro Ryan, Responsable de Regulación de I-DE.
- Emilio Rousaud, CEO de ACIE, en representación del punto de vista de los comercializadores.
- Enrique García, Departamento de Comunicación y Relaciones Institucionales de la OCU, para aportar el punto de vista de los consumidores domésticos
- Moderadora: Clara González Bravo (Jefa de la Unidad de Precios Regulados).

D. Carlos Redondo (MITERD) en primer lugar indica que la Circular establece una metodología de asignación de redes muy necesaria que introdujo

transparencia en el sector. No obstante, este ejercicio se hizo teniendo en cuenta una información histórica tanto de demanda y como de generación. Actualmente, hay un cambio de paradigma, con mayor generación distribuida y con un papel más activo de la demanda, lo que necesariamente lleva a la revisión de la metodología de la Circular 3/2020. En su opinión, simplemente aplicando la misma metodología de asignación, con la actualización de la información ya se obtendrían resultados que serían diferentes a los obtenidos en su momento y probablemente más parecidos a lo que se viene solicitando de en las mesas anteriores.

Por otra parte, cuando el Ministerio estableció la metodología de cálculo de los cargos, a pesar de la distinta naturaleza de los costes, establece una estructura similar a los peajes para facilitar la comprensión de los consumidores. El objetivo era no perjudicar la señal de peajes modulando dicha señal.

Respecto de la señal de precios que se debe trasladar al consumidor, si bien se trata de una señal agregada, opina que cada componente debe trasladar la señal de precios que corresponda. En este punto, señala la dificultad de proporcionar señales de precios a los consumidores domésticos, más aún cuando los comercializadores pueden ofertar precios fijos.

D. David Alvira (OS) señaló que en su opinión el control de tensión en las redes es una cuestión de eficiencia económica y de gestión. Desde hace dos años, se han reducido los elementos de los que dispone el OS para realizar el control de tensiones. Dado la reducción de demanda desde el último verano, controlar tensión en rangos admisibles no ha sido fácil. Como normal general, considera necesario fomentar el consumo de reactiva en valle, penalizando la generación de reactiva en valle, así como crear mecanismos flexibles que permitan adaptarse al momento actual y al futuro. Se prevé la creación de un mercado de reactiva y propone que se incentive no dificultando la entrada de los diferentes actores evitando la penalización de consumidores que participen en el mercado. Asimismo, propone evitar referenciar las obligaciones exclusivamente al factor de potencia y analizar qué hacer cuando la generación es cero pero hay reactiva. Por último, considera necesario revisar la Circular y mantener las penalizaciones en base a Mvarh con una validación horaria del cumplimiento dado que se ajustaría más a la realidad.

D. Pedro Basagoiti (OMIE) en su exposición indica que va a aportar información complementaria desde el punto de vista de la generación necesaria para el diseño de las tarifas en un proceso de transición energética que, como país, es ambiciosa. Opina que todas las señales de precios deben de ir en esa dirección y los peajes deben de acompañar en esa transición. A continuación, explica

como ha sido la generación en los últimos meses y la generación en las horas centrales del día. La producción eólica en valores medios es uniforme a lo largo del día mientras que la producción solar se produce en horas centrales del día. Actualmente, sobre todo en los meses de verano hay un exceso de renovables en las horas centrales del día (la punta de generación a las 15 horas). Como ejemplo hay unos 10.000 MW de exceso entre generación/consumo en verano, que son superiores a la demanda en las horas centrales y a medio y largo plazo habrá muchos vertidos de energía. En su opinión el mercado ya da señales de precios y habría que desplazar como sea consumo a esas horas. Por ello, la importancia del almacenamiento. En este sentido plantea el problema para valores el óptimo entre peajes más caros o no, dado que en el primer caso el consumo no se va a desplazar, aunque dependerá de la suma de todas las señales. Considera que la señal de peajes no tiene por qué coincidir con la señal de precios de mercado y que el grupo de trabajo lo tendrá que valorar

En consecuencia, se debe incentivar que los consumidores trasladen su demanda a las horas centrales del día (tales como la demanda asociada al vehículo eléctrico y los electrolizadores) complementando la señal que proporcione el mercado con una señal adecuada en los peajes.

D. Alvaro Ryan (I-DE) señaló que en su opinión se debe mantener la señal de precios de la Circular 3/2020, la cual debe estar relacionada con las redes y así lo recomienda la regulación europea (tarifas moduladas en el tiempo para reflejar el uso de la red. Estas señales tienen que ser independientes de la señal de precios del mercado, aunque a veces puedan coincidir.

En aplicación del principio de causalidad se debe recuperar el coste de forma mayoritaria a través de un término fijo dado que los costes de la red son casi todos fijos y además facilita la electrificación. Asimismo, las señales de precio deben reflejar el impacto que el uso de la red tiene en cada periodo. Por otra parte, en el componente por reactiva se debe tener en cuenta tanto la reactiva capacitiva como la inductiva penalizando/bonificando según la contribución de cada periodo para consumidores con potencia contratada superior a 15 kW. Se muestra partidario de que la energía reactiva se facture por periodo horario.

En las ofertas que realicen los comercializadores, debe ser el mercado el que decida que ofertas deben realizar dichos agentes.

Por último, en la revisión de la circular habría que analizar la posibilidad de establecer peajes con un horizonte superior a un año para aumentar la predictibilidad y precios específicos en el término de potencia cuando exista una potencia flexible.

D. Emilio Rousaud (ACIE) señaló que, en su opinión, ha habido un cambio de modelo energético tras la pandemia, se ha incorporado el autoconsumo, ha habido ayudas europeas y bajos tipos de interés que han favorecido que muchas familias hayan instalado placas solares. Por otra parte, ha habido cambios desde el lado de la oferta (mucho penetración solar) y la demanda está descendiendo. Por ello hay que incrementar el consumo y dar señales de precio, asimismo cree que en un futuro en nuestro país la electricidad será la más barata de Europa. En este contexto prevé un gran futuro de las baterías que actualmente tienen precios altos, pero con el tiempo se adquirirán a menor coste.

En relación con las tarifas piden transparencia y sobre todo que sean estables y predecibles evitando situaciones como las generadas con el mercado de Restricciones Técnicas dado que la volatilidad de mercado se puede compensar con instrumentos de mercado pero no los riesgos de los servicios de ajuste del sistema.

- La instalación de energías renovables va a requerir inversiones adicionales en redes, por lo hay que tener muy claro cuáles son sus costes.
- Ofertas a precio fijo, sólo son posibles si tienen predictibilidad sobre los costes.

D. Enrique García (OCU) indicó que la Circular se implementó en el peor momento dado que el mercado se descontroló totalmente. Consideró también que por un lado se pretende colocar al consumidor en el centro con un papel muy activo cuando la realidad es que en el caso del consumidor doméstico al que representa, no es así. Por tanto, indica que la señal de precios al consumidor ha sido totalmente difuminada y más cuando es una tarifa agregada de diferentes componentes.

Adicionalmente indica que anteriormente también había tarifas con discriminación horaria, pero al consumidor muchas veces los comercializadores le ofrecían un precio fijo y no se le trasladaba al consumidor la señal de precios. Reitera la necesidad de comunicar mejor a los consumidores dado que en el caso de los consumidores domésticos, el 74% desconoce si está acogido a mercado regulado o mercado libre y que en muchas ocasiones se les factura un término de potencia muy superior que el que debería soportar incluso en el periodo valle.

Asimismo, expone que lo que quiere el consumidor es garantía de suministro y adaptar su demanda tanto a la distribución como a la producción. Espera que la próxima revisión de la Circular sea diferente y contemple los nuevos elementos.

Por otra parte, indica que las señales de precio de peajes y mercado son diferentes y que habría que conjugar todos los intereses.

Considera una paradoja las tarifas planas, dado que no se consigue orientar hacia un modelo de la transición ecológica donde el objetivo es ahorro de energía. Por otra parte, indica que la factura del PVPC es muy complicada y no ayuda al consumidor a comprender su consumo.

Por último, considera que fuera del ámbito de la Circular 3/2020 urge la necesidad de actualizar el Real Decreto 1955/2000 de suministro dado que se ha quedado obsoleto y es necesaria su actualización.

Al terminar la exposición de los ponentes, la moderadora, Clara González abre el debate lanzando la siguiente pregunta:

¿Qué es más eficiente invertir en reactancias o dar señales de reactiva? El representante del OS indica que ya se están utilizando las reactancias y que está de acuerdo en instalar todas la que haga falta y que se incluyan en la planificación si bien señala que ocupan mucho espacio y no en todos los casos es posible su instalación.

Adicionalmente, considera que habría que introducir en los peajes una señal de precio de reactiva como elemento complementario al mercado habiendo participación de diferente tipo (consumidor, generador...). En el mismo sentido, el representante de I-DE indica que habría que realizar un diagnóstico del problema previo, si ocurre únicamente en transporte o también en las redes de distribución y en qué zonas, si bien está de acuerdo en que el peaje puede ser una herramienta complementaria.

Por otra parte, el moderador también lanzó la pregunta de si en opinión de los participantes la metodología actual ya dispone de instrumentos necesarios para dar más señales en las horas punta de la tarde reduciendo de las 1600 horas actuales a las 876 que se prevén al final del periodo regulatorio. Y si se adaptaría mejor la señal de precios de peajes a la señal de precios de mercado con una punta más reducida.

Al respecto, algunos agentes entienden que sí, que la señal de precios se adaptaría mejor, pero que en todo caso habría que hacer un análisis en profundidad.

Por su parte, el representante de los consumidores apunta que actualmente la señal de precio que percibe el consumidor no se corresponde con la del peaje de acceso y que en su opinión, en las facturas debería figurar de forma

diferenciada la parte fija (los costes fijos deberían ser los mismos para el mismo tipo de consumidores) y el coste de la energía, lo que facilitaría al consumidor la comprensión de la factura y el ahorro de energía.

SEGUNDA REUNIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO DE LA METODOLOGÍA DE PEAJES ELÉCTRICOS, CIRCULAR 3/2020.

CNMC, 24 de junio de 2024

1. RESUMEN EJECUTIVO

El 12 de Julio de 2023 se celebró en la Comisión la reunión de lanzamiento del grupo de trabajo de revisión de la metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad (Circular 3/2020).

El 24 de junio de 2024 se ha celebrado la segunda sesión del grupo de trabajo centrado en la revisión de los periodos horarios. En esta jornada han participado, transportistas, distribuidores, comercializadores, operadores de los nuevos vectores energéticos y representantes de la administración pública. También han formado parte los representantes de los consumidores industriales, pymes y domésticos, figuras claves en la electrificación de la economía.

La jornada se ha celebrado en un modelo mixto (presencial) y on-line. Presencialmente estuvieron 39 personas de diferentes ámbitos del sector eléctrico y 64 personas se conectaron on-line además de personal de la CNMC.

La responsable de la Unidad de Precios Regulados, Clara Isabel González Bravo ha iniciado la reunión con una presentación en la que se ha realizado un análisis de la adecuación de los periodos horarios de la Circular 3/2020 de cara a su actualización para el siguiente periodo regulatorio. En particular, presenta un avance de cuáles serían los periodos horarios de mantener el criterio recogido en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020 (criterios de potencia promedio mensual y máximo mensual), completando el análisis con una estimación del impacto del autoconsumo sobre la definición de los periodos horarios a futuro. A continuación, invita a los participantes a reflexionar sobre los siguientes aspectos:

- Criterios para definir los periodos horarios y periodicidad en la revisión de los mismos.
- Coherencia entre la definición de los periodos horarios y la metodología de asignación
- Señal de precios en función de la saturación de la red versus función de la generación renovable.
- Determinación del número de horas de punta.

- Diferenciación por zonas

2. INTERVENCIÓN DE LOS AGENTES

D. José María González Moya (Appa Renovables) intervino en primer lugar señalando que en su opinión la señal de precios de peajes se debería establecer en función de la penetración de las energías renovables. Indica que el aspecto diferencial son las energías renovables que han ido modificando los perfiles de demanda y señala que se deberían de tener en cuenta no sólo los datos históricos, sino el comportamiento esperado a futuro. En este sentido indicó que los datos históricos de algunos de los años han estado muy condicionados por la pandemia, careciendo de validez para fijar valores a futuro.

Desde la CNMC, Clara González indicó que el objetivo último es minimizar el coste para los consumidores o maximizar el bienestar social. Además, señaló que de los análisis efectuados se desprende que el mes de julio sigue siendo aún un mes de temporada alta (con datos históricos hasta 2023 incluido). A su vez, apuntó la necesidad de mantener la coherencia entre la metodología y la definición de los periodos horarios, señalando en este punto que, en la primera reunión del Grupo de Trabajo de julio de 2023, los agentes se mostraron en su mayoría conformes con dicha metodología.

D. José María González Moya indica finalmente que se trataría no tanto de tener en cuenta los datos a futuro para fijar los periodos sino los últimos datos disponibles en tiempo real (datos de 2024).

Clara González advierte del decalaje existente entre la información disponible a efectos de la elaboración de la Resolución de peajes para el año siguiente y la información en tiempo real.

A continuación, toma la palabra **D^a Soledad Montero Linares (Federación de consumidores y usuarios CECU)** solicitando aclaración sobre si los datos de consumo de la presentación corresponden al total de consumidores o a los consumidores domésticos. Clara González aclara que son datos totales de todos los consumidores. D^a Soledad señala que a tenor de los cambios que se han producido en los últimos tiempos con gran penetración de la generación renovable debería plantearse la fijación de metodologías más flexibles con revisión cada año o cada dos años añadiendo la necesidad de que la metodología dé señales a los agentes para la desconexión.

Al respecto, Clara González indica que, aunque este tema estaría dentro del ámbito de la Circular en su conjunto, no estaría dentro del debate de la reunión

del día de hoy que trata de abordar todas aquellas cuestiones relacionadas con los períodos horarios.

A continuación, toma la palabra **Andrés Morata Céspedes** (Endesa S.A.) indicando que la señal de precios del mercado y de redes nada tienen que ver. Señala que con la publicación de la Circular 3/2020 se introdujo la señal de precios de redes, antes inexistente y que convive con otra multiplicidad de señales diversas.

Se muestra de acuerdo con José María González Moya sobre que los históricos de los años 2020-2022 pueden no muy representativos. En este sentido apunta que tanto los datos de 2023 como los datos que se den en 2024 serán más representativos de lo que actualmente está pasando, señalando en todo caso que lo relevante a la hora de definir los periodos horarios es tener en cuenta la saturación de la red. Al respecto, se muestra de acuerdo con el análisis presentado por la CNMC en lo relativo a la relevancia de la punta de la tarde.

En este punto Clara González señala que la revisión de los periodos con base en información histórica llevaría a una punta de tarde, con un periodo de llano con más horas y un periodo valle en sintonía con el que existe actualmente. Clara González indica además que habrá que tener en cuenta no solo el autoconsumo, sino electrolizadores, baterías, etc. Es decir, las nuevas formas de demanda que se van a conectar a la red y a los que hay que dar una adecuada señal de redes.

Posteriormente, interviene **Tomás Domínguez (REE)** indicando que los peajes deben de cubrir los costes de las redes por lo que entiende que debería tenerse en cuenta la utilización de las redes. En este sentido aporta información sobre el incremento de pérdidas en la red de transporte en las horas solares que se han incrementado a razón de un 20% anual en los tres últimos años, totalizando un 60% acumulado desde los valores de 2020. Hay alrededor de 25 GW de fotovoltaica instalados, en general, en la mitad sur de la península, que hay que vehicular en una parte importante a la mitad norte, estresando la red. Si se habilita un peaje que estimula el consumo en esas horas se incrementaría el problema que ya tiene la red. Tampoco considera que se deba trasladar demanda del valle a las horas solares ya que los problemas de tensión que actualmente tiene la red dificultarían aún más la operación del sistema y tampoco servirían para fomentar la integración de las renovables, ya que la producción con energía eólica no se realiza en horas solares. En su opinión, se debería reforzar la señal de peajes en aquellas horas que más se utiliza la red y que además este pago sea suficiente.

A continuación, toma la palabra **Alicia Carrasco (Entra electricidad)** y comparte los comentarios recogidos de la asociación, aunque indica que aún no se trata de la posición de dicha asociación. En este sentido indica:

1. El objetivo sería no solo consumir cuando la red está más saturada sino cuando más vertidos hay en la red por exceso de generación renovable o autoconsumo con excedentes. Para ello se deberían de reducir los peajes en las horas solares
2. Los nuevos peajes incluyan un incentivo para aquellos consumidores que electrifiquen la demanda.
3. Solicita la creación de un peaje específico para determinados puntos de red que fomente el despliegue de renovables en determinadas áreas.
4. Eliminar la doble imposición del almacenamiento detrás del contador a través del peaje.
5. Retribuir a los operadores de la red en base al uso de la flexibilidad.
6. Implementación de peajes dinámicos.

En este punto Clara González recuerda que estos temas exceden el ámbito de la reunión de este día, que trata de los periodos horarios. Además, indica que la posición de fijar peajes más reducidos en horas de mayor renovable va en contra del Reglamento 2019/943 que indica que los peajes deben ser reflejo de costes de red. Indicando a este respecto que en la medida en que la penetración de renovable descongestione la red esto naturalmente se va a trasladar al peaje. Añade que el coste de la red es un juego de suma cero, es decir lo terminan pagando todos los consumidores, y que todas las decisiones que se toman tienen implicaciones para los distintos agentes, indicando que los periodos horarios no son la única herramienta para dar señales de precios, siendo una única parte de la cadena. En este sentido invita a reflexionar sobre la necesidad de mantener una señal de precios que tenga en cuenta a la generalidad e implementar medidas accesorias que faciliten otras cuestiones como pueden ser peajes de corto plazo, peajes flexibles o peajes interrumpibles, entre otros, que faciliten tanto la incorporación de nuevos entrantes como proporcionar flexibilidad a los distintos colectivos.

A continuación, toma la palabra **Raúl García Posada (Asociación Española de Almacenamiento de Energía – ASEALEN)** para indicar que no entiende la relación de la metodología de los periodos horarios y nuevos servicios de flexibilidad no fósil (demanda y almacenamiento) que van a ir llegando. Explica

que se están desarrollando nuevos servicios de flexibilidad y que el almacenamiento dará la posibilidad de consumir en distintos momentos. Quiere saber si se está teniendo en cuenta en la revisión de la metodología y que no sabe cómo se podría integrar, destacando que debería resultar en menor inversión en redes. Por otra parte, le parece bien que se dé una señal más fuerte en la punta de la tarde.

Clara González considera que ambos aspectos están ligados, valorando cuando almacenar y cuando verter (suma peaje y coste de energía). Al respecto, señala que cada uno tomará la decisión de invertir sumando ambas señales, que son distintas. No obstante, reitera que se tendrán en cuenta estos aspectos en la revisión de la metodología.

Alicia Carrasco (ENTRA) interviene de nuevo indicando que son señales contradictorias y **Andrés Morata (Endesa)** replica que hay distintas señales para distintos mercados (mercado de restricciones, mercado de producción, etc.) y que no son señales incorrectas sino diferentes y que la metodología de peajes de redes debería tener en cuenta sólo la saturación de las redes, asegurando en todo caso la recuperación de los costes.

Álvaro Ryan (I-DE) señala que los periodos horarios deberían de modificarse como máximo cada seis años (periodo regulatorio) dado la problemática que supone reprogramar millones de equipos, aunque los cambios sean menores. Asimismo, indica que supone un impacto para los consumidores por lo que habría que implementar una labor didáctica para comunicar estos cambios. Está de acuerdo sobre los criterios de la metodología actual. Respecto a cómo modificar los calendarios eléctricos propone que sea en base a datos históricos matizando el resultado con modelos prospectivos siempre considerando el uso de la red. Asimismo, está de acuerdo en reducir la punta y ampliar las horas de llano si es lo que resulta de los análisis. Por último, indica que si la señal de red resultante difiere de otras señales no pasa nada.

Juan Temboury Molina (Fortia) indica que un aspecto que se debería considerar en la Circular es la energía que circula por las redes, igual las conclusiones que se obtienen son distintas en alta y media tensión. Le parece relevante tener en cuenta la señal de pérdidas y la señal de restricciones técnicas sobre la saturación en las redes, en línea con REE. Asimismo, señala el gran impacto del coste de las restricciones técnicas en el periodo valle en el que las redes están vacías. Por otra parte, menciona que el MITERD debería establecer una metodología de los cargos distinta a la señal de redes dado que la suma de ambas es un componente relevante para los agentes.

Héctor Lamas (UNEF) está de acuerdo en que los peajes retribuyan las redes, pero indica que aparte de la demanda habrá que tener en consideración distintos indicadores de redes en línea con REE. Explica que no es lo mismo generación y demanda en el mismo lugar (Andalucía, Extremadura, etc.) que si esa energía fluye a otras zonas de España. Señala que habría que valorar que hay distintos perfiles de consumo en las distintas zonas de España, por ejemplo, el perfil de las islas es distinto que en la península. Por tanto, propone reflexionar sobre si es necesario establecer zonas distintas en la península dado que se presentan perfiles distintos y tener en cuenta las pérdidas (pérdidas propiamente o restricciones técnicas). Por tanto, considera que hay dos variables distintas a tener en cuenta en la metodología que son el nivel de tensión y la zona geográfica teniendo en cuenta dónde se genera y en qué tensión y dónde se producen las pérdidas. Considera que hace falta un análisis de detalle por nivel de tensión y perfil de consumo dado que habría que valorar considerar el perfil de consumo por tensión.

Desde la CNMC se está de acuerdo y se completará el análisis y, por otra parte, aclara que otro debate diferente es si habría que tener en cuenta la demanda global o el perfil concreto de cada tipo de consumidor. Por ejemplo, señala que un consumidor doméstico tiene su punta de consumo por la tarde, mientras que los consumidores conectados en media tensión la tienen por la mañana.

Adicionalmente, **Héctor Lamas (UNEF)** añade que no es lo mismo la generación fotovoltaica en suelo (da señal de precio de generación) que el autoconsumo (reduce consumo) que ha sido menor y descongestiona la red y hay que reflejarlo de alguna manera en los peajes. Finalmente, señala que habría que analizar el peso del término fijo y variable en los peajes, proponiendo incrementar el peso de este último.

Yago Ramos (EDP) agradece el trabajo presentado por la Comisión. En su intervención considera que cualquier modificación que se realice en los periodos horarios repercute en los contadores y en la actualización de los sistemas por tanto sugiere que se modifique cada 3 años facilitando su comprensión a los consumidores. Por otra parte, está de acuerdo con dar una señal más fuerte de precio por la tarde. Asimismo, coincide con lo apuntado por otros ponentes indicando que no hay suficiente información de históricos dado que sólo hay dos años con nuevos usos y dificulta elaborar conclusiones. Se muestra en contra de desagregar el calendario peninsular en zonas, dado que daría lugar a diferencias entre regionales y más en un momento de proceso de electrificación y con mucha variabilidad en los perfiles de consumo.

Por último, pregunta si los porcentajes del término de potencia y energía van a modificarse, a lo que desde la CNMC se indica que será objeto de debate en la próxima jornada.

A continuación, interviene **Pedro Basagoiti (OMIE)**. Expone que cuando se hizo la metodología se hizo para desplazar consumos a horas de menor demanda. En paralelo se está implantando generación no gestionable en línea con el PNIEC y que cuando sobra puede o no exportarse. Habrá generación en muchas horas centrales del día que habría que consumir en esas horas. Si el sistema fuera eficiente, por ejemplo, en Andalucía en las horas solares debería coincidir la generación y el consumo por lo que habría que bajar los peajes en esas horas. Por otra parte, lanza la pregunta de cuándo queremos que funcionen los electrolizadores. Él opina que deberían consumir a partir de las 2 de la tarde y que en esas horas los peajes deberían ser bajos. Asimismo, indica que en el mes de julio la media promedio del consumo es alto si bien habría que distinguir el mes por horas dado que hay mucha diferencia en la hora de más generación son las 4 de la tarde (hay mucha fotovoltaica) con lo que habría que trasladar consumo de las 8 de la tarde a esas horas.

Pedro González (AEG) agradece la presentación y señala que es importante la estabilidad y predictibilidad de los peajes. Lo importante es la curva agregada y dar las señales adecuadas que aplanen dicha curva y minimicen las inversiones de redes. Asimismo, a su juicio considera que existen dos problemas actualmente: los dos por la noche (los domésticos consumen tarde noche) y el bajo consumo en el periodo valle nocturno.

Finalmente pregunta si habría que establecer tarifas de uso para incentivar un mayor consumo de energía en horas valle dada la problemática actual y que la misma se agravará. En este sentido pregunta si se podría valorar la introducción de tarifas por uso en la nueva metodología.

Al respecto desde la CNMC se menciona que cabría tener en cuenta en la metodología la utilización por periodo con el objetivo maximizar el beneficio social, pero es complicado beneficiar a todos y más con los nuevos entrantes y sin penalizar a los consumidores. Son muchos objetivos y algunos divergentes.

Alfonso Carranza (UFD) agradece a la Comisión la realización de la jornada y está de acuerdo con otros agentes que hay que dar señales de red para invertir correctamente y señala que hay otras herramientas como la política energética que ayuden a los nuevos entrantes, etc. Ha dado su opinión señalando que muchos cambios y rápidos en peajes de redes no son buenos y los consumidores necesitan tiempo para adaptarse. En esta línea indica que en su opinión la señal

actual no se está trasladando a muchos consumidores, en particular a los domésticos. Por tanto, propone que como máximo los calendarios se modifiquen cada semiperiodo y que podrían elaborarse en base a históricos de corto plazo matizándolos con información de futuro, mostrándose de acuerdo con la opinión ya mostrada por Álvaro Ryan (I-DE).

D^a Soledad Montero Linares (CECU) indica que los consumidores domésticos son el 97% de los puntos de suministro para el 32% del consumo. Indica que los consumidores están muy afectados por el marketing y que una gran mayoría de consumidores domésticos están en el mercado libre de gas aun cuando es más barata la tarifa regulada de gas natural. Asimismo, insiste en la importancia de la predictibilidad y en adaptación suficiente a los sistemas de facturación.

Eugenio Sánchez (Agencia Andaluza de la Energía) conectado online envió sus comentarios a la Comisión después de la jornada y cuyas principales aportaciones se resumen a continuación:

En primer lugar, agradece el trabajo realizado por la CNMC y la oportunidad de participar en los debates.

En cuanto a la metodología, los peajes deben recoger los costes de las redes, como se refleja en la normativa. Otros aspectos relacionados con renovables u otras cuestiones deben trasladarse a los cargos. Eso sí, el reparto asignado en los cargos no debería usar la metodología de los peajes, ya que persiguen diferentes fines.

Respecto a la metodología, en todo momento se analiza la demanda, opina que actualmente hay que cambiar el enfoque hacia los niveles de carga de las redes (que actualmente no están ligados solo a la demanda sino a la energía distribuida generada en cada momento). En Andalucía realizan un seguimiento diario de la demanda y de los niveles de carga de la red. Las curvas de carga de la red actuales tienen perfiles como los que se representan en la página 36 de la presentación. Estos perfiles son de demanda futura, pero también se corresponden con perfiles de carga reales de la red presentes. La elevada demanda renovable está haciendo que los niveles de carga en las horas diurnas sean mucho más bajos. No solo por el autoconsumo, sino por la generación distribuida que evita tránsitos de energía por la red. Por todo ello la metodología debería basarse en los perfiles de carga y no en los perfiles de demanda.

En cuanto al reparto por niveles de tensión, indica que ha echado de menos este análisis en la presentación. Venimos de un modelo vertical donde los consumidores situados en niveles más altos de tensión no necesitaban las redes

de tensiones inferiores, y por ello no participaban en el coste. Ahora todos los niveles de la red son necesarios. Habría que realizar un estudio concretando el reparto de energía por niveles de tensión o asumir que todos participen por igual. Esto puede afectar a los consumidores electrointensivos, pero al igual que pasa con las renovables, es otro debate, que debe resolverse en los cargos y/o mediante un reparto de costes entre peajes por potencia contratada o energía consumida.

Opina que la señal de precios de los peajes no es demasiado potente para los consumidores domésticos y pequeñas empresas porque es complicada y por las tarifas planas del mercado libre. En la actual situación, donde es conveniente electrificar la demanda y potenciar las renovables, lo que realmente diferencia el consumo, más allá de horas, periodos o zonas, es el consumo durante las horas de la madrugada y las horas de sol respecto al consumo durante la punta de la tarde. Por ello sería conveniente simplificar y llevar toda la señal de precios de los peajes al periodo de punta de la noche (ampliando las horas en invierno -18 a 22h - y reduciéndolas en verano -20 a 23h-). Indica que no se debe penalizar el consumo a las horas de sol del mes de julio.

En cuanto a las zonas, los perfiles presentados en la página 16, muestran ciertos sesgos ligados al turismo en Baleares o a las suaves temperaturas en Canarias. En línea con lo anterior, opina que las zonas no marcan la diferencia en la metodología.

Verónica Sabau Gil (ACIE) agradece la convocatoria y explica que el cambio de estructura de tarifas supuso una adaptación a los consumidores y problemas en reprogramación, facturación, etc. factores a considerar a futuro, por tanto, es importante la predictibilidad.

Estela Salas (Redeia) agradece la convocatoria y explica la necesidad de aplanar la curva y disponer de unas infraestructuras de red a largo plazo que sean suficientes para abastecer la demanda, por ello reitera la importancia de las mismas en momento en el que el autoconsumo si bien es verdad que reduce demanda en ciertos momentos necesita de dichas instalaciones cuando no hay autoconsumo.

3. CONCLUSIONES

Clara González (CNMC) agradece las aportaciones realizados por las personas que han intervenido en la jornada y finaliza la sesión realizando un breve resumen de los puntos más relevantes.

Respecto del **criterio para establecer los periodos horarios**, con carácter general los agentes coincidieron en que para definir las temporadas y los tipos de día los criterios de potencia eran los adecuados. Sin embargo, para establecer el perfil diario se observan dos posturas diferenciadas y otras más matizadas en cuanto a las señales que deben dar los peajes. Una de las partes indica que los periodos se debieran establecer en función de la saturación de las redes, con el objetivo de minimizar las inversiones en redes, mientras que otros entienden que debieran establecerse teniendo en cuenta la producción de energías renovables, con el objetivo de facilitar su integración. Por último, una parte de los agentes

Respecto de la **periodicidad de revisión de los periodos horarios**, un agente señaló que deberían revisarse anualmente, mientras que por el contrario otro señaló que debería mantenerse durante el periodo regulatorio. Por último, varios agentes señalaron que habría que mantener un equilibrio entre la necesidad de proporcionar una señal estable a los consumidores y la necesidad de incorporar los cambios de comportamiento y propusieron una revisión a mitad del semiperiodo.

Asimismo, la mayoría de los asistentes opina que estas señales deben de ser estables y predecibles y facilitar el desplazamiento del consumo a horas valle con el objetivo de reducir las restricciones técnicas.

Respecto de la **definición de periodos horarios teniendo en cuenta datos históricos o proyecciones a futuro**, dos agentes señalaron que dado que la metodología y los periodos horarios deben ser coherentes, cabría analizar la posibilidad de emplear datos históricos y matizar los resultados teniendo en cuenta la proyección a futuro.

Respecto del **número de horas de punta**, la mayor parte de los agentes coincidieron en la necesidad de reducir el número de horas con objeto de aumentar la señal de precio de la punta de la tarde.

Respecto de la **punta de la mañana**, parece haber cierto consenso en que no hay necesidad de mantenerla, al menos, en los meses de verano.

Finalmente, desde la Comisión se concluyó que se tendrían en cuenta todas las propuestas de los agentes siempre teniendo en cuenta el objetivo de transición energética, la entrada de nueva demanda y la neutralidad exigida por la normativa europea.

TERCERA REUNIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO DE LA METODOLOGÍA DE PEAJES ELÉCTRICOS, CIRCULAR 3/2020.

CNMC, 8 de julio de 2024

1. RESUMEN EJECUTIVO

El 8 de julio de 2024 se ha celebrado la tercera sesión del grupo de trabajo cuyo objetivo ha sido valorar la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020.

Al igual que en las sesiones anteriores, la jornada se ha celebrado en un modelo mixto (presencial) y on-line. Presencialmente estuvieron 40 personas y 77 personas se conectaron on-line, contando con representantes de todos los agentes: consumidores, transportistas, distribuidores, comercializadores, operadores de los nuevos vectores energéticos, así como representantes de la administración pública.

La responsable de la Unidad de Precios Regulados, Clara González, ha iniciado la reunión ha realizado una presentación en la que se recogen las principales observaciones que se han recibido por parte de los agentes desde la implantación de la Circular 3/2020 respecto de la estructura de peajes por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación. Adicionalmente, se han presentado algunas propuestas de herramientas que, en opinión de la CNMC, aportarían flexibilidad a todos los usuarios, permitiendo, además, facilitar la integración de los nuevos modelos de negocio cumpliendo con los objetivos de neutralidad y no discriminación establecidos en la normativa europea.

A continuación, se ha invitado a los participantes a reflexionar tanto sobre la estructura de peajes como sobre las herramientas propuestas para proporcionar flexibilidad.

2. INTERVENCIÓN DE LOS AGENTES

En primer lugar, toma la palabra **Alicia Carrasco (Entra energía)** señalando que se debe establecer una diferenciación entre nuevos entrantes o modelos de negocio y nueva demanda, entendiéndose por ésta última la electrificación de consumos de gas. Al respecto, propone que, aun entendiéndose que los peajes no pueden ser discriminatorios, considera necesaria la introducción de incentivos para que este tipo de consumidores cambien su demanda de gas a electricidad.

Respecto al establecimiento de peajes flexibles solicita se consideren de manera conjunta flexibilidad y agregación, de forma que ante una capacidad no garantizada sea el comercializador o agregador independiente el que pueda decidir sobre un conjunto de clientes quién será el responsable de proporcionar el servicio. Adicionalmente, en referencia a los peajes flexibles señala que los mismos, en ningún caso, deben de sustituir a los mercados locales de flexibilidad, indicando que así lo establece el código de red europeo actualmente en proceso de revisión.

Por último, considera necesario establecer un periodo transitorio que permita a los agentes adaptarse a los cambios que se introduzcan en la estructura de peajes.

Tras la intervención de Alicia Carrasco, Clara González puntualiza que la introducción de incentivos para sustituir gas natural por electricidad excede el ámbito de la Circular de peajes, aclarando Alicia Carrasco que se trataría de implementar incentivos externos a peaje.

Adicionalmente, Clara González señala que los peajes se aplican sobre cada punto de suministro por lo que no considera, en ningún caso, que los peajes flexibles vayan a sustituir los mercados de flexibilidad.

A continuación, toma la palabra **José Manuel Hernández (ISDEFE en nombre de Puertos de Barcelona)** interesándose por si la CNMC está contemplando introducir un peaje transitorio a una tensión de 400 kV, indicando en este punto que se adaptaría a las características del Puerto de Barcelona.

Adicionalmente, indica la necesidad de establecer un sistema ágil de altas/bajas tanto de contratos como de potencia, dado que el sistema actual les impide el modelo de negocio de los puertos.

Por otra parte, se muestra a favor de la introducción de flexibilidad que ayude a gestionar la electrificación de los puertos, donde se presentan periodos en los que es necesario la contratación de grandes potencias con otros con necesidades mínimas de contratación.

Clara González matiza, en este punto, que en la medida en que los peajes de corto plazo aporten flexibilidad al sistema, los peajes transitorios deberían ir desapareciendo, indicando en este sentido que la flexibilidad también es ventajosa para clientes con mucha estacionalidad y que, por tanto, no discrimina en función de usos.

Respecto a la posibilidad de extender un peaje transitorio para puertos conectados en la red de transporte, Clara González indica que no está en principio sobre la mesa, aunque sí podría barajarse, en función de las circunstancias, una extensión del peaje transitorio del vehículo eléctrico y a puertos en el primer semiperiodo regulatorio que comienza en 2026.

A continuación, toma la palabra **Pedro González (AEGE)** mostrándose de acuerdo con las reflexiones que se han lanzado en la presentación y agradeciendo la oportunidad de debatir sobre las propuestas. No obstante, señala que se debe tener en cuenta el marco normativo. Al respecto ilustra que, en relación con la reflexión sobre la obligatoriedad o no de contratar potencias crecientes, el Real Decreto-ley 8/2023 que obliga a contratar en el período 1 al menos un 50% de la capacidad de acceso concedida en el permiso de acceso. En el caso de mantener la obligación de contratar el 50% de la potencia del periodo 6 en el periodo 1, sugiere que habría que permitir flexibilidad en el resto de los periodos.

Con respecto a la facturación por reactiva, considera que los peajes deben de reflejar los costes y se muestra partidario de que los costes de los elementos de red incorporados se recuperen a través de los peajes si bien también considera que los mercados locales constituyen un elemento eficaz allí donde no existen elementos de red, mostrándose de acuerdo con un modelo mixto (mercado-regulado).

Respecto a los contratos de corto plazo se muestra de acuerdo, si bien muestra su preocupación por la suficiencia de ingresos ya que los agentes se van a decantar por aquellas opciones que les supongan una ventaja económica.

A continuación, toma la palabra **Juan Temboury Molina (Fortia)** que expone la dificultad que para los distribuidores puede suponer la asunción de un modelo de contratación flexible. Añade además que la potencia contratada viene acompañada por el exceso de potencia. En este sentido indica que un sistema como el que existe en Portugal podría simplificar la gestión de dicha flexibilidad.

En lo referente al debate sobre la reactiva se muestra de acuerdo con lo expuesto por Pedro González (AEGE) y lanza una reflexión sobre la posibilidad no sólo de penalizar comportamientos que perjudiquen a la red sino también de bonificar aquellos que ayuden a la descongestión de la misma.

Asimismo, se muestra partidario de establecer peajes específicos para aquella demanda que participe en los servicios de ajuste del sistema, apuntando la

posibilidad de eliminar los peajes de la demanda que participe en los servicios de ajuste del sistema.

Finalmente, indica la necesidad de reducir la carga administrativa para el distribuidor.

A continuación, toma la palabra **Andrés Morata (Endesa S.A.)** que muestra su conformidad con la ampliación del número de periodos de los consumidores domésticos (peaje 2.0TD), pudiéndose establecer seis potencias (tres periodos en dos temporadas).

En relación con la elección de potencia contratada o demandada indica que se debe tener certidumbre sobre la potencia que demandan los consumidores, y sobre el plazo con el que contaría el distribuidor para implementar un cambio de esta naturaleza indicando que el sistema actual basado en la potencia contratada da estabilidad y permite un adecuado diseño de la red.

Respecto a la facturación por reactiva se muestra partidario de que forme parte de los peajes, indicando que además será necesario que se complemente con mercados locales.

En relación a los peajes flexibles se muestra de acuerdo con su implantación si bien considera necesario tener en cuenta el impacto sobre sistemas, contratación y las operaciones que debe realizar el distribuidor. En este sentido se muestra partidario de analizar en profundidad cómo realizar su implantación y operación, teniendo en cuenta que la casuística es elevada, por lo que en su opinión se deberían establecer las medidas poco a poco.

Considera, además, que existe una incompatibilidad entre los peajes flexibles y los peajes interrumpibles.

Indica que, según su opinión, los cambios a implantar de cara al próximo periodo regulatorio no deben de ser sustanciales. En todo caso considera que se deben hacer primero las pruebas pertinentes que permitan una implementación satisfactoria.

A continuación, toma la palabra **Álvaro Ryan (I-DE)** reflexionando sobre la necesidad de incrementar el número de periodos de los consumidores domésticos, indicando que únicamente se deben hacer cuando existen motivos que justifiquen los mismos. En caso de que se hicieran considera imprescindible explicarlos de forma adecuada.

Respecto a la utilización de la potencia contratada o la demandada considera que en la facturación de los clientes domésticos la potencia contratada cumple su función, mientras que el resto de los consumidores ya tienen en cuenta la relación potencia contratada/potencia demandada. En el caso particular de los consumidores domésticos pasar de potencia contratada a potencia facturada podría dar lugar a incrementos en la factura relevantes.

Además, indica que el establecimiento de una potencia contratada cumple la función de predictibilidad sobre el importe a pagar.

Respecto a la eliminación del requisito de potencias crecientes no ve inconveniente al respecto, dado que es un requisito administrativo.

Se muestra de acuerdo con la redacción dada por la modificación de la Circular 3/2020, actualmente en tramitación, respecto a la facturación de los excesos de potencia.

Respecto a la facturación por reactiva indica que los peajes deben dar señales para el mantenimiento de tensiones y subtensiones siendo también partidario de la implementación de un modelo mixto, con facturación de reactiva a través de peajes y la existencia de mercados locales. Sin perjuicio de que algunos consumidores puedan participar en los mercados.

Respecto a los peajes de corto plazo considera complicado simultanear contratos indicando la extraordinaria complicación en términos de facturación.

En referencia a los peajes flexibles indica que la facturación debe ser proporcional a la disponibilidad de potencia. Además, cree que los peajes interrumpibles son innecesarios si existen mercados locales.

A continuación, toma la palabra **Marta Caballero (REE)** indicando que apoyan las medidas propuestas. En concreto, señala que los peajes deben de reflejar el coste real de la red.

Respecto a la facturación por energía reactiva se muestra de acuerdo con el término establecido en peajes y con la fijación de un precio para la reactiva capacitiva, al objeto de dar una señal a los consumidores que dejan conectados sus condensadores.

A continuación, toma la palabra **Javier Bescos (Fenie Energía)** señalando la necesidad de que existan mercados donde se negocien, por ejemplo, las restricciones técnicas, pero considera necesario que ese coste se recupere a través del peaje. En este sentido indica que es difícil implementar este coste en

las ofertas de los comercializadores por su imprevisibilidad y por ser de difícil cobertura. La inclusión dentro de los peajes daría certidumbre.

Respecto a la facturación por energía reactiva se muestra partidario de un modelo mixto ya que existen pequeños clientes que no tienen capacidad de acudir al mercado.

A continuación, toma la palabra **María Romera Martínez (AEDIVE)** que si bien señala que se debe ir a peajes no diferenciados por usos, subraya que es indispensable mantener peajes específicos para la movilidad eléctrica y que estos peajes, deben tener una utilización diferenciada por periodos horarios, con una mayor flexibilización del término fijo, dada la baja utilización de la potencia de dichos consumidores.

A continuación, toma la palabra **Irene Bartol (Aseme)** indicando la complejidad que requiere la próxima revisión de la metodología de peajes por la necesidad de integrar la electrificación de la economía, la descarbonización y la integración de los nuevos usos de la electricidad. En este sentido indica que la ausencia de datos históricos de autoconsumo abunda en esta complejidad.

Se muestra de acuerdo con la necesidad de introducir flexibilidad incluso a pesar de la complejidad que implica y, en este sentido, no considera que ésta sea excluyente con el establecimiento de algún tipo de periodo transitorio.

Coincide con Pedro González (AEGE) en que los cambios deben analizarse para no poner en riesgo la suficiencia de ingresos para cubrir los costes. Adicionalmente, y en relación con lo anterior, considera absolutamente imprescindible que la retribución de las actividades se fije ex-ante dando visibilidad en el tiempo.

Respecto a la fijación de peajes interrumpibles y flexibles se muestra de acuerdo siempre que no implique ningún tipo de discriminación.

En este punto, indica que los cambios que se introduzcan deben ser explicados adecuadamente.

En referencia a la fijación de los niveles de tensión considera que deben responder a criterios técnicos y en ningún caso a criterios políticos, dado que puede afectar a la competitividad en el territorio.

A continuación, toma la palabra **Assumpta Farran Poca (Generalitat de Catalunya)** señalando la necesidad de que los peajes reflejen los costes reales de la red indicando que no hay costes diferenciados entre las redes de 25 kV y

30 kV, pero sí existe diferencia en los peajes que se aplican a estos niveles de tensión. En este sentido, aporta datos sobre un estudio realizado por la Generalitat indicando que los costes tanto fijos como variables en concepto de peajes varían en un 40% dependiendo del peaje aplicado. Considera que los cambios se deben afrontar con criterios técnicos y no políticos.

Finalmente indica que la diferencia estriba en cómo se trate la reducción de ingresos como consecuencia de aplicar a los clientes conectados en NT de 25 kV los peajes correspondientes a los clientes conectados en NT de 30 kV.

A continuación, toma la palabra **Pablo (Xunta de Galicia)** presentando la problemática de Galicia donde las empresas están conectadas en su mayoría en redes de 15 y 20 kV, señalando que, en todo caso, estos consumidores no pueden elegir el nivel de tensión al que se conectan. Asimismo, indica la pérdida de competitividad que se puede derivar en función del punto en el que se encuentren conectadas las empresas además del riesgo de deslocalización.

En este sentido indican que no se trataría de una reducción de ingresos derivados de peajes sino la implementación de los mismos teniendo en cuenta la imagen completa de la red en el territorio peninsular.

A continuación, toma la palabra **Raúl García Posada (Asociación Española de Almacenamiento de Energía – ASEALEN)** solicitando que en la revisión de la Circular 3/2020 para el próximo periodo regulatorio quede claro qué peajes debe pagar el almacenamiento si por consumo o por generación, aunque en este último caso entienden que no. En este sentido, considera que el almacenamiento no debería de pagar peajes cuando participe en servicios de ajuste, dado que soluciona un problema, considerando que se debe tender hacia soluciones de mercado.

Por otra parte, muestra su preocupación por aquellos proyectos de almacenamiento que se han desarrollado al amparo de la regulación actual en la que las baterías están exceptuadas del pago de peajes, solicitando algún tipo de transitorio para aquellos proyectos que estén actualmente en desarrollo.

Considera asimismo que el cambio del marco regulatorio puede impactar en el desarrollo del negocio del almacenamiento.

Por último, solicita una cierta visibilidad de cuándo y cómo se van a implementar los cambios.

A continuación, toma la palabra **Eugenio Sánchez (Agencia Andaluza de la Energía)** que manifiesta, tal y como ya han indicado otras comunidades, que los

consumidores no pueden elegir el nivel de tensión al que se conectan. En su opinión, por ejemplo, las redes de 66 y 132 kV deberían pertenecer al mismo nivel de tensión. Asimismo, entiende la diferenciación del término de potencia por nivel de tensión, pero no así la del término de energía, indicando que en este último caso no deberían ser diferentes según el nivel de tensión.

Además, considera necesario pasar a potencia demandada horaria indicando que de esta manera dejarían de tener sentido los periodos horarios.

A continuación, toma la palabra **Yago Ramos (EDP)** mostrándose de acuerdo con las opiniones ya emitidas por otros distribuidores.

Adicionalmente, señala los siguientes temas de carácter particular:

En primer lugar, muestra su extrañeza por los datos por niveles de tensión y comunidades mostrados en la presentación, en concreto, los correspondientes a Cantabria y Asturias, indicando que le parecen muy bajos, comprometiéndose la CNMC a la revisión de los mismos por si se tratase de un error.

Por lo que respecta a la eliminación de las potencias crecientes considera que no representa ningún problema.

Por lo que respecta a la energía reactiva, indica que la topología de las redes del norte de España es diferente (redes más largas con problemas de tensión frente a redes más cortas con problemas de saturación de nodos), por lo que la implementación de soluciones de reactiva razonables para la mayoría de las zonas de España puede no funcionar en redes del norte contribuyendo a penalizar a consumidores que están ayudando a resolver restricciones de red.

Por último, en relación con los peajes de duración inferior al año y los peajes flexibles comparte la propuesta y señala que no ve dificultad operativa en su implementación. No obstante, apunta que los peajes de corto plazo los ve de difícil de implementación en el corto y que los peajes flexibles deberían estar asociados a capacidad de acceso flexible, en línea con la Circular de acceso.

A continuación, toma la palabra **Antonio Góngora (Puertos del Estado)** recordando que la normativa europea establece la obligatoriedad de que todos los puertos del Estado estén electrificados en 2030, indicando su conformidad con las propuestas de medidas de flexibilidad avanzadas en la reunión, mostrando especial interés por la introducción de contratos de corto plazo.

Se muestra de acuerdo con la introducción de un peaje transitorio para el suministro de energía eléctrica a embarcaciones, que introduce la modificación

de la Circular 3/2020, actualmente en tramitación, que posibilita acogerse al peaje de aplicación a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público, si bien considera debería adaptarse a la utilización de la potencia máxima que se hace en puertos que no es la misma que la del vehículo eléctrico.

Asimismo, señaló la necesidad de recoger en la normativa la figura del operador de recarga, aunque es consciente de que no forma parte del ámbito de la Circular.

A continuación, toma la palabra **Francisco Salas (Ignis)** indicando con respecto a los peajes de los contratos de acceso flexible con potencia no garantizada que su coste debería de ser inferior. Además, considera que en el caso de los peajes flexibles no tendría sentido la diferenciación por períodos.

A continuación, toma la palabra **Héctor Lamas (UNEF)** que se muestra de acuerdo con la eliminación de potencias crecientes por ser beneficioso para los consumidores.

Solicita se introduzcan tres periodos en potencia para el peaje 2.0TD (al igual que en energía) indicando que resultaría beneficioso para el autoconsumo por la posibilidad de reducir potencia en los periodos solares, y tener la misma estructura, tres periodos, tanto en el término de potencia como en el término de energía.

Indica que la introducción de peajes de corto plazo le parece muy positivo, especialmente para consumidores estacionales.

Le parece necesario establecer de forma más clara la distinción entre peajes flexibles y peajes interrumpibles.

Asimismo, se muestra a favor de la eliminación de los peajes para la demanda que participe en servicios de ajuste del sistema indicando que según su opinión esto no tendría un gran impacto en los ingresos.

Por lo que respecta al almacenamiento, indica que se debería establecer un peaje específico para las instalaciones de almacenamiento que consumen en nudos exportadores de energía dado que contribuyen a la descongestión de la red.

Por último, indica que se debería asignar un peso menor a la parte fija del peaje y mayor a la parte variable, señalando que así sucede en la mayor parte de los países de Europa, alternativamente se debería establecer un peaje transitorio para los autoconsumidores, similar al establecido para el vehículo eléctrico.

A continuación, interviene **Marta Viñas (CIDE)** mostrando su preocupación por la suficiencia de ingresos ante la implementación de nuevos mecanismos de flexibilidad. Asimismo, considera indispensable la fijación de criterios claros que permitan implementar la nueva operación de estas medidas de flexibilidad. Además, indica que este mecanismo se encuentra muy relacionado con la Circular de acceso de la demanda.

A continuación, toma la palabra **Juan José Picón (UFD)** que se muestra de acuerdo con lo aportado por otros distribuidores anteriormente. En concreto, manifiesta que los peajes deben cubrir los costes de la red.

Considera que se deben tener en cuenta que existen diversos efectos cruzados que aportan incertidumbre sobre la suficiencia de los peajes, mostrando su inquietud al respecto.

Asimismo, se muestra de acuerdo con la supresión de la obligatoriedad de potencias crecientes, dado que es un tema administrativo.

Muestra su desacuerdo con la introducción de peajes interrumpibles, decantándose por la implementación a través de mecanismos de mercado.

Está de acuerdo con la implementación de peajes de corto plazo, aunque muestra su preocupación por la complejidad que introducirá tanto en la facturación como en la contratación, por lo que solicita un análisis en profundidad y la realización de las pruebas necesarias para su implementación.

A continuación, toma la palabra **Víctor Hernández (ACIE)** mostrando su preocupación por los plazos que se barajan para la implementación de cambios de tanto calado, y las posibles disfuncionalidades y el impacto en formatos que pueda producirse.

En este punto, toma la palabra Clara González indicando que, en todo caso, se trata de una primera reflexión y que los cambios se irán introduciendo de forma progresiva, pero señalando también que el cambio de un modelo centralizado a uno descentralizado requiere la implementación de cambios y solicitando a los agentes amplitud de miras para afrontar los mismos.

3. CONCLUSIONES

A continuación, se extraen las principales conclusiones de los temas tratados durante la jornada.

Respecto de la **estructura de peajes por nivel de tensión**, con carácter general los agentes han señalado la necesidad de que los peajes reflejen los costes de la red y la necesidad de que se establezcan atendiendo siempre a criterios técnicos y, en ningún caso, atendiendo a criterios políticos.

Respecto a la **estructura por periodos horarios**, algunos agentes han solicitado la implementación de más períodos para el peaje 2.0TD. Los agentes que se han pronunciado al respecto se han mostrado conformes, con la única puntualización de un agente que ha indicado que únicamente se deben hacer cuando existen motivos que justifiquen los mismos, considerando imprescindible explicarlos de forma adecuada.

Respecto de la **estructura por término de facturación**, con carácter general los agentes se han mostrado de acuerdo la eliminación de la obligatoriedad de la contratación de **potencias crecientes**, indicando que no supondría ningún problema la implementación de esta medida.

Por otra parte, algunos agentes han mostrado su preferencia por pasar de potencia contratada a potencia demandada, mientras que otros consideran que la potencia contratada es la mejor variable de facturación, máxime teniendo en cuenta la diferenciación por periodos horarios.

Respecto al tipo de señal que debe proporcionar la **energía reactiva**, la mayoría de las aportaciones se muestran a favor de un modelo mixto, con una señal universal trasladada en los peajes y mercados locales para resolver problemas puntales de control de gestión. En todo caso, tanto comercializadores como consumidores proponen que los costes asociados a la gestión de redes que surjan en los mercados se trasladen a los consumidores a través de los peajes.

Respecto de la implementación de **mecanismos de flexibilidad** si bien la mayoría de los agentes se han mostrado a favor de la implementación de peajes de duración inferior al año y de peajes flexibles, algunos distribuidores han puesto de manifiesto su preocupación por la complejidad en la implantación de estos, tanto desde el punto de vista de los sistemas de facturación y contratación como de la operativa.

Asimismo, una gran parte de los agentes ha mostrado su preocupación en cuanto a la **suficiencia de peajes**. En este sentido, es necesario indicar que se requiere además de algunas modificaciones por parte del Ministerio, como en lo referente a la contratación de corto plazo.

En relación con la introducción de **peajes interrumpibles**, en general no existe consenso en cuanto a la necesidad de implementarlos, bien porque se

consideran innecesarios si existen mercados locales o porque se consideran incompatibles con los peajes flexibles.

Finalmente, desde la Comisión se concluye que se valorarán todas las propuestas de los agentes subrayando el carácter de coste de naturaleza hundida de las redes, así como la neutralidad a la que obliga la normativa, indicando que se tratará de buscar aquellas soluciones que se ajusten a la generalidad de los consumidores y que la implementación de estos cambios será progresiva.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN RELACIÓN CON LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 11 de junio de 2024 | 10:00 – 13:00
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión por parte de las Comunidades Autónomas sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031. Para ello, la Comisión ha propuesto los siguientes puntos a debatir:

1. Adecuación de la estructura de tarifa por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación.
2. Condiciones de facturación de los peajes de acceso.
3. Propuestas de mejora

2. PARTICIPANTES

Nombre	CC.AA.
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Begoñe Ilardia Larrauri	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Juan Molina Carrascosa	Andalucía
Amaria Pena	Andalucía
Luis Rodríguez	Andalucía
Eduardo Pérez Lacosta	Aragón
Gustavo Valero Gutierrez	Aragón
Raúl San Acon	Aragón
Saul Olivera Cabo	Asturias
Bartolomé Comas Hernández	Baleares

3. RESUMEN

Inicia la reunión Clara González Bravo (CNMC) presentando un resumen de las conclusiones de la reunión de lanzamiento del grupo de trabajo de la Circular 3/2020 celebrada en julio de 2023. Se adjunta presentación.

Asimismo, se informa sobre la convocatoria de la segunda reunión del Grupo de trabajo de la Circular 3/2020.

Una vez terminada la presentación se solicita la opinión de los asistentes sobre los puntos incluidos en el orden del día.

3.1. Metodología de asignación de la Circular 3/2020

Con carácter general, todos los participantes están conformes con la metodología de asignación de la Circular 3/2020. Particularmente, los representantes de Castilla y León, la Consejería de Industria de Asturias y el Gobierno de Canarias valoran positivamente la puesta en marcha de dicha metodología. El representante de Castilla y León indica que supuso un gran esfuerzo para el sector en términos de servicios informáticos, comunicación e información a los consumidores. En este sentido tanto desde la Junta de Castilla y León como el Gobierno de Canarias trasladan que se deberían minimizar los cambios de estructura de cara al siguiente periodo regulatorio, teniendo en cuenta que cualquier cambio a futuro supone una gran carga de trabajo e implica la necesidad de dar mucha información a los consumidores.

Al respecto, el representante de la Junta de Castilla y León señala que en la propuesta de modificación de la Circular 3/2020 en tramitación se modifica la facturación por energía reactiva y ponen de manifiesto la falta de información sobre los parámetros empleados en el cálculo de la penalización. En este sentido solicita a la CNMC que, se establezca claramente la obligación de informar a los consumidores sobre las variables de facturación.

En el mismo sentido, el Gobierno de Canarias propone que se realicen los cambios justos para el próximo periodo regulatorio e indica que la señal de los peajes ha sido distorsionada por los altos precios de la electricidad desde que se implementó.

3.2. Adecuación de la estructura de tarifa por nivel de tensión, periodos horarios y términos de facturación.

Respecto de la **estructura por nivel de tensión**, desde la Xunta de Galicia se cuestiona sobre la diferencia de precios tan relevante que resulta para los consumidores conectados en redes de 20kV (NT1) respecto de los conectados en las redes NT2.

La CNMC explica que los consumidores conectados en media tensión (redes comprendidas entre 1 kV y 30 kV) deben pagar el coste de su propia red y las redes aguas arriba que se utilizan para su suministro. Adicionalmente, se añade que el coste más relevante de la retribución de la distribución son las redes de baja y media tensión, por ser las más extensas.

Al respecto, solicita la Xunta de Galicia que en la revisión de la Circular del siguiente periodo regulatorio se proporcione información más detallada sobre el desglose de los distintos costes por nivel de tensión.

En esta misma línea, desde la Generalitat de Catalunya se solicita una revisión de la metodología con objeto de incorporar la red de 25 kV en el nivel de tensión NT2 (30-72 kV).

Al respecto, desde la CNMC se expone que la estructura actual por nivel de tensión es continuista con la regulación anterior porque dado el escaso periodo de tiempo para desarrollar la Circular no fue posible un análisis en profundidad. Asimismo, indica que los niveles de tensión obedecen a una estructura de costes anterior a la introducción de la liberalización del mercado y que la red se diseñó conforme a dicho marco regulatorio de forma diferente por Comunidad Autónoma. Finalmente se indica que en la revisión de la estructura de peajes por niveles de tensión de cara al siguiente periodo regulatorio tendrá en cuenta tanto la normativa vigente en relación con los costes de las redes de distribución como la segmentación de clientes con características similares.

Respecto de la **estructura por periodos horarios**, no se realizan observaciones. No obstante, desde la Junta de Castilla y León se traslada que el autoconsumo está teniendo incidencia en los periodos horarios y ve necesario y muy positivo que se realice una jornada de trabajo sobre dicho tema (haciendo referencia a la jornada del Grupo de Trabajo de la Circular prevista para el 24 de junio).

Asimismo, los participantes en la reunión no realizan observaciones respecto de la **estructura por término de facturación**, si bien desde la Junta de Andalucía

se pregunta sobre la necesidad de mantener la obligación de contratar potencias crecientes para los consumidores con peajes 3.0 y 6.X.

La Comisión responde que la obligación de contratar potencias crecientes tiene por objeto asegurar precios decrecientes en los términos de potencia, de forma que se facilite la comprensión de la señal de precios a los consumidores. Eliminar la restricción de potencias crecientes implica que los precios de los distintos periodos no tendrían por qué ser decrecientes.

La CNMC está abierta a valorar la eliminación de esta restricción, si bien habrá que realizar un análisis al respecto dado el resultado de precios no decrecientes en las potencias podría inducir un cambio significativo para los consumidores y poner en riesgo la suficiencia de ingresos para cubrir la retribución reconocida.

3.3. Condiciones de facturación de los peajes de acceso.

Respecto de las condiciones de facturación, desde la Xunta de Galicia se advierte de que actualmente se están encontrando con que en la facturación por el término de energía la desagregación del consumo por periodos horarios no se corresponde con el registro de consumo de los equipos de medida de ciertas distribuidoras (UFD, Begasa).

En este particular, la CNMC indica remitan un escrito con objeto de abrir un expediente y poder investigar dicho suceso.

3.4. Propuestas de mejora

3.4.1. Servicios de ajuste

La Consejería de Industria de Asturias solicita que el coste de los servicios de ajuste se incorpore en la tarifa regulada en línea con otros países del entorno (Francia y Alemania) dado que en el periodo valle se ha incrementado considerablemente dicha partida y son en general los consumidores electrointensivos lo que pagan dicho coste cuando suelen ser los consumidores que demandan energía en ese periodo y reducen dicho impacto.

Al respecto, se indica que ya se está analizando este aspecto. No obstante, se aclara que, si bien en Europa casi todos los países incorporan el coste de los servicios de ajuste en la tarifa, en España este aspecto presenta cierta dificultad,

en la medida en que la figura del Operador del Sistema y el transportista de red, están separadas. Así mientras que en Europa el transportista también es el gestor de su red y por tanto es el que compra los servicios de ajuste en el mercado y se le retribuye por ello, en España la operación de la red y la titularidad están separadas.

3.4.2. Información sobre las variables de facturación al consumidor

La Comunidad de Castilla y León indica que tienen que tratar información de muchos puntos de suministro con muchos CIF y que el sistema de acceso a la información es complicada y ardua de conseguir (un certificado digital por CIF en el caso de Datadis). En este sentido, solicitan una base de datos con información accesible para todos los puntos de suministro, según establece la directiva interior de electricidad en sus artículos 23 y 24.

Al respecto, señala que la base de datos de las distribuidoras (Datadis) no dispone de toda la flexibilidad necesaria para extraer la información de una manera sencilla y rápida, con toda la información necesaria y en particular no se puede obtener información para múltiples puntos de suministro con diferente CIF. Existe una alternativa al respecto de acceso de datos de electricidad agregados e individual, aplicativo HubApp, desarrollado por Redeia y EnerAgen. Aunque señalan que tienen más problemas para obtener datos de medida de las distribuidoras de gas natural; referencias al respecto son las establecidas en la Directiva de eficiencia energética en sus artículos 13, 17, 19 y 35.5. Las distribuidoras de gas a pesar de poseer las lecturas de gas diarias de prácticamente todos los contadores de gas de la Administración de Castilla y León, no ponen dicha información a disposición del consumidor final. Igualmente ocurre con las telemedidas cuyo acceso es tedioso.

Por otro lado, señalan que es necesario que quede reflejado en la Circular quienes son los sujetos obligados del flujo de información, desde la medida del punto de suministro hasta qué información tiene que ir en la factura del consumidor para que éste pueda validar la factura.

En relación con lo anterior tanto Castilla y León como la Junta de Andalucía indican que no disponen de información completa del punto de suministro en las facturas, en particular la energía reactiva de los cuadrantes Q1 y Q4, lo que les dificulta valorar el impacto de la nueva propuesta de facturación por energía reactiva recogida en la modificación de la Circular 3/2020 en fase de tramitación.

En el grupo de formatos se ha hecho referencia a la posibilidad de realizar simulación de penalizaciones para consumidor final antes del comienzo de la Circular; se debería detallar la forma de realizar dicha simulación. En todo caso debe ser con antelación suficiente para que el consumidor pueda adecuar su instalación y evitar las nuevas penalizaciones.

Por otra parte, desde la Generalitat de Catalunya indican que los consumidores industriales tienen mayor conocimiento de las potencias contratadas mientras que los domésticos en muchos casos tienen potencias contratadas superiores a las que necesitan. Por ello, solicitan que se informe más a menudo sobre ello.

La Comisión indica que se comparte la reflexión de la Generalitat de Catalunya y es por ello por lo que ha incorporado múltiple información en la página web de la Comisión explicando con detalle la comprensión de la factura, así como el acceso al comparador o la herramienta “entiende tu factura”.

3.4.3. Incorporación de nuevos vectores energéticos

La Consejería de industria de Asturias pregunta si el desarrollo de generación del hidrógeno renovable tendrá exención en los peajes dado que está exenta de pagar el término de los cargos (los electrolizadores).

En este sentido la Comisión señala que la norma establece que los peajes deben de ser neutros, es decir, no se debe favorecer el establecimiento de los peajes por el tipo de uso. Además, en un periodo de electrificación de la economía donde se prevé invertir más de 100.000 millones de euros en redes es necesario recuperar dicha inversión a través de los peajes.

Por ello se está analizando soluciones alternativas que posibiliten la incorporación de nuevos vectores energéticos, tales como la posibilidad de establecer peajes de corto plazo (diario, mensual, trimestral). Este tipo de peajes podría facilitar tanto el acceso de nuevos entrantes (tales como, productores de hidrógeno renovable, puertos, entre otros), como facilitar la adaptación de la contratación de las potencias al perfil de consumo de los usuarios de las redes, sin eliminar el requisito de potencias crecientes.

Adicionalmente, la Comisión indica que prevé reunirse con el MITECO con objeto de armonizar el ámbito de aplicación de la Circular 3/2020 y la Orden de cargos eléctricos.

4. CONCLUSIONES

De la reunión mantenida con las CC.AA. cabe concluir los siguientes aspectos:

- Conformidad con la metodología de asignación de la Circular 3/2020
- Necesidad de revisar y justificar en mayor medida la estructura de peajes por nivel de tensión.
- Necesidad de dar continuidad a la estructura de peajes vigentes, intentando minimizar los cambios, por el impacto en la gestión de los suministros propios, así como en el resto de los consumidores. La Comunidades Autónomas gestionan los puntos de suministro de todos los servicios públicos que ofrecen (desde centros hospitalarios, oficinas, sedes de diferentes instituciones) así como las reclamaciones recibidas por los consumidores.
- Necesidad de proporcionar información centralizada sobre las variables de facturación a las CC.AA. para la gestión de sus propios suministros.
- Necesidad de proporcionar información sobre las variables de facturación en las facturas a los consumidores, de forma que se les facilite tanto su comprensión, como la toma de decisiones.
- Necesidad de revisar el tratamiento de los servicios de ajuste.

Los asistentes han agradecido a la Comisión la celebración de la reunión por ser un buen canal de comunicación que les ha permitido señalar todos aquellos aspectos que han dado lugar a problemas o dificultades desde la implementación de la Circular 3/2020, así como propuestas de mejora de cara al futuro.

En este sentido la Comisión valora positivamente la celebración de dicha reunión para recabar información, propuestas, consultas relativas a la Circular 3/2020 e indica que los asistentes remitan comentarios adicionales y/o propuestas que consideren oportunas de cara al próximo periodo regulatorio.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DEL SECTOR DEL HIDRÓGENO EN RELACIÓN CON LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

Fecha | hora de la reunión: 14 de junio de 2024 | 12:00 – 14:00

Lugar de la reunión: Sede CNMC/Teams

Organizador: CNMC

1. OBJETO

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión de agentes con intereses como productores en el sector del hidrógeno, con objeto de que nos anticipen aquellos aspectos que desde su punto de vista deberían tenerse en cuenta de cara a la revisión de la Circular 3/2020 para el periodo regulatorio 2026-2031.

2. PARTICIPANTES

La reunión se ha celebrado en un modelo mixto, presencial y online. Los asistentes han sido:

Por parte de la CNMC

- Clara Isabel González Bravo (presencial)
- Miguel Ángel Bravo Prada (presencial)
- Begoña Ilardia Larrauri (online)
- Mónica Martínez Sendino (online)
- María José Samaniego Guerra (online)

Por parte de los agentes, en modo presencial:

- Isabel Pascual (ACCIONAPLUG)
- Olivia Infantes (Asociación Española del Hidrógeno – AEH)
- Ignacio Martínez del Barrio (AELEC)
- Miguel Hortelano Rodríguez (ENAGAS RENOVABLE)
- Carmen Rey (NATURGY)

Y en remoto:

- Miguel Ibañez Fernandez De Retana (ACCIONA)
- Alan Ripa Ngkaion (ACCIONA)
- Pedro Fernández (AELEC)
- Jose Manuel Perez Rodriguez (EDP)
- Adrián Devesa Mouzo (ENAGAS RENOVABLE)
- Manuel Martinez Benitez (ENEL)
- Jose Javier Rodriguez Sola (IBERDROLA)
- Marta Antoñanzas Alvear (NATURGY)
- Elena Mateos Bermejo (NATURGY)
- Cristina Pérez Paz (REGANOSA)

3. RESUMEN

Abre la reunión Clara González (CNMC) comentando brevemente el objetivo de la reunión e invitando a los asistentes a exponer sus puntos de vista sobre la Circular 3/2020.

En primer lugar, la representante de la AEH con objeto de contextualizar la situación señaló que existen diferentes perfiles de consumidores:

- Generadores de Hidrógeno alimentados desde instalaciones renovables mediante líneas directas, sin conexión a la red.
- Generadores de Hidrógeno alimentados desde la red, en la que existen dos tipologías:
 - o Alimentación únicamente desde la red eléctrica
 - o Alimentación mixta desde la red eléctrica y desde una instalación renovable (típicamente una planta fotovoltaica y/o eólica)

En todos los casos se trata de consumidores conectados en la red de transporte debido a su gran tamaño. Señaló a título ilustrativo que para una instalación de 400 MW con un factor de carga del 70% el consumo anual sería de 2.400 GWh/año, lo que supone que sean los consumidores más grandes del sistema. En la práctica, de cara al futuro se están analizando proyectos con 1 GW de potencia instalada, de forma que se obtengan economías de escala que faciliten la viabilidad de los proyectos.

Adicionalmente, se señaló que cada una de estas configuraciones tiene un perfil de consumo diferente. Así, los alimentados de forma exclusiva desde la red eléctrica tendrían un perfil plano, lo que a su vez les facilitaría participar en los mercados de ajuste, mientras que para el resto de las configuraciones el perfil de dependerá del porcentaje que suponga la energía generada mediante fuentes renovables.

Al respecto, la representante de AEH señala que, en algunos países, como por ejemplo Alemania, se aplican reducciones de peajes a toda la industria electrointensiva, lo que incluye a los productores de hidrógeno.

Por otra parte, añade que teniendo en cuenta la importancia de facilitar el desarrollo de los electrolizadores y el distinto perfil de consumo dependiendo de la configuración, sería interesante contemplar la posibilidad de aplicar peajes específicos para las distintas configuraciones.

En línea con lo anterior, el representante de ACCIONAPLUG añade que en el caso particular de aquellas configuraciones con conexión directa a la generación renovable y con conexión a la red, la conexión de la red se configura como respaldo para mantener la producción en aquellos momentos en que por sus características no puedan ser suministrados por la generación renovable. En estos casos el carácter fijo de los peajes de transporte supone una penalización, por lo que solicitaban una reducción del término fijo.

Al respecto, desde la CNMC pregunta si en este tipo de proyectos no se ha contemplado la posibilidad de instalar, además de generación renovable, baterías.

Señala el representante de ACCIONAPLUG que la inversión en baterías incrementa el coste de la inversión y, por tanto, agrava el problema.

Desde la CNMC se concluye, que no es un problema de peajes, sino que el problema subyacente es el coste de producción del hidrógeno es muy superior al coste del gas natural más el coste del CO₂.

Todos los agentes coinciden en este punto y añaden que se están analizando todas las vías posibles para reducir el diferencial entre ambos gases (que estiman en 3-4 €/tn de H₂, dependiendo del proyecto), teniendo en cuenta que el coste de suministro eléctrico es uno de los costes más relevantes de la inversión (aproximadamente el 70%-80% del coste total).

En este punto desde la CNMC se indicó que desde el punto de vista de peajes no se podían distinguir por usos y que por tanto habría que ir a otro tipo de

soluciones. Desde el punto de vista del diseño de peajes si se podría tener en cuenta la utilización de la red sin que ello suponga una discriminación con el resto de los consumidores. Sin embargo, la variabilización del término fijo del peaje era un tema más complicado, máxime teniendo en cuenta que el perfil de algunas configuraciones se iba a mantener en el tiempo.

El representante de NATURGY señaló que en su caso particular todavía estaban analizando las distintas posibilidades y teniendo en cuenta el impacto sobre los tres sectores: electricidad, gas natural e hidrógeno.

Por su parte, el representante de ENAGAS RENOVABLE mostró su conformidad con los aspectos señalados por el resto de los agentes.

El representante de EDP señaló que, efectivamente, la reducción de los peajes no resuelve el problema de la viabilidad de la inversión, pero que era una palanca de ayuda y cuestionó si nos habíamos planteado la posibilidad de pedir ayudas de estado a Europa.

Por último, el representante de AELEC recordó que, en el ámbito del Subgrupo I del Grupo Asesor del Hidrógeno Renovable, dedicado a la propuesta de medidas para el impulso a su producción, se alcanzó un consenso entre los participantes acerca de trasladar al grupo de trabajo de la CNMC sobre la Circular 3/2020 cualquier medida sobre peajes. Se propuso aplicar un peaje específico a la energía de la red eléctrica para la producción de hidrógeno, siempre que fuera neutral y no pusiera en riesgo la sostenibilidad del sector eléctrico. En relación con una propuesta de reducción de cargos, un colectivo incluyó una opinión particular solicitando eximir al consumo eléctrico destinado a electrolizadores del pago de peajes de acceso por un periodo temporal limitado y previamente definido.

En relación con las propuestas formuladas, los representantes de la CNMC indicaron que diferentes grupos de consumidores están solicitando reducciones/exenciones de peajes, en un contexto de reducción de la demanda e inversiones crecientes en redes.

Adicionalmente, indicaron que la potencia demandada por las instalaciones de producción de hidrógeno es independiente de la configuración, ya que en todos los casos la red de transporte de tener capacidad para proporcionar la potencia demandada por la instalación

Adicionalmente, los representantes de la CNMC indicaron que la aplicación de peajes de corto plazo (trimestrales, mensuales, diario y horarios) a los consumidores con alimentación mixta podría ser una vía para reducir el importe

de los peajes de transporte y distribución, ya que permitiría que las instalaciones alimentadas únicamente desde la red se beneficiaran de unos peajes mayoritariamente fijos, mientras que las instalaciones con alimentación mixta podrían reducir el importe de los peajes mediante la utilización de peajes de corto plazo, adaptando el pago de los peajes a la energía obtenida de la red. Aspecto que debía ser explorado por los diferentes participantes.

En relación con lo anterior, se advirtió de que la aplicación de peajes de corto plazo requería que el Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico modificará la normativa aplicable, dado que hoy no es posible simultanear contratos.

4. CONCLUSIONES

De la reunión mantenida con los productores de hidrógeno cabe concluir los siguientes aspectos:

- Preferencia por solicitar la exención transitoria de peajes, sugiriendo iniciar el procedimiento de ayudas de estado establecido en la normativa comunitaria.
- En caso de no quedar exento del pago de peajes, solicitan se tenga en cuenta las distintas configuraciones y establecer peajes específicos.
 - En el caso particular de los perfiles de consumo plano, se solicita que en el diseño de peajes se tenga en cuenta la elevada utilización de la potencia.
 - En el caso particular de perfiles no planos, se solicita aumentar el peso del término variable

La CNMC se compromete a explorar posibles herramientas para facilitar la implantación de instalaciones de producción de hidrógeno, teniendo en cuenta en todo caso la neutralidad exigida por la normativa europea y la sostenibilidad del sector eléctrico.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LOS COMERCIALIZADORES EN RELACIÓN CON LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 27 de junio de 2024 | 10:00 – 12:00
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión por parte de los comercializadores sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

2. PARTICIPANTES

Nombre	Empresa
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Begoñe Ilardia Larrauri	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Diego Blanco	ACENEL
Olivia Infantes Morales	CEPSA
David García Regueira	CHC
Julio José Álvarez Vigil	EDP
Manuel Martínez Benítez	ENDESA
Andrés Morata Céspedes	ENDESA
Verónica Sabau	FACTOR ENERGÍA
Javier Bescos	FENIE
Veronica Frade Galego	FORTIA ENERGIA
Alba Fernández Rivera	HOLALUZ
Marta Antoñanzas Alvear	NATURGY
Eduard Quintana	SOM ENERGIA

3. RESUMEN

Toma la palabra en primer lugar **Diego Blanco (ACENEL)** que comparte una presentación con los asistentes mostrando sus principales inquietudes respecto a la forma en que las distribuidoras facturan algunos suministros aplicando diversos criterios. Los aspectos que se deben mejorar son los siguientes:

1. Criterio de actuación para el reparto de los términos de potencia en peajes y cargos cuando el año es bisiesto.
2. Criterio de actuación en la separación por tramos ante cambios en la tarifa de acceso.
3. Criterio de actuación en la asignación de energía por tramos ante cambios en la tarifa de acceso. En este sentido apuntan la existencia de varias normas que están en vigor y podrían aplicarse, como la Circular 3/2020 (artículo 9.3), el RD 1718/2012 (artículo 3.4) y el RD 1164/2001 (artículo 5.1).

Solicita se clarifique en la Circular cómo se debe actuar para unificar los criterios utilizados por los distribuidores para facturar peajes y cargos. En este sentido, Clara González por parte de la CNMC indica que, si bien lo ve más como un problema de implementación y supervisión del mercado minorista y no tanto como metodología de peajes, toma nota y procurará incluir aclaraciones en la propia Circular, así más ejemplos en la Memoria que acompañe a la revisión de la Circular del próximo periodo regulatorio, que ilustren la casuística presentada al objeto de clarificar cómo debe facturarse la energía/potencia en diversas situaciones.

A continuación, interviene **Javier Bescos (Fenie Energía)** que indica que en la implementación de la Circular 3/2020 hubo muchos problemas en la reprogramación de equipos y sistemas de facturación entre otros, que sufrieron fueron los consumidores y que llevó un tiempo solucionar. Al respecto, señala que se tardó aproximadamente un año en obtener tasas de tiempos de facturación similares a los registrados antes de la aplicación de los peajes de la Circular.

Adicionalmente, señala que, al problema derivado de la adaptación de los sistemas, hay que añadir la problemática de adaptación de los contratos a la nueva estructura de peajes y la explicación a los clientes de los nuevos precios. Este problema se acentuó en particular en el caso de los consumidores domésticos, con muchos puntos de suministro de poco consumo y mucho trabajo de comunicación. Al respecto advierte de que, para las comercializadoras, para

la compra de energía en el mercado, no tiene la misma incidencia un cambio de precios que un cambio de periodos horarios.

Por otra parte, considera que hay dos tipos de consumidores que pueden verse perjudicados por el cambio, los autoconsumidores y los que disponen de un vehículo eléctrico. En el primer caso propone establecer unos peajes específicos para estos consumidores con objeto de no penalizar las inversiones que han realizado similar al peaje del vehículo eléctrico.

Por último, Javier Bescos propone mantener los precios en periodo valle actual para seguir ayudando a los consumidores que conectan el vehículo por la noche.

Al respecto, Clara González, en primer lugar, señala que hay establecer peajes que sean neutros y que aseguren la recuperación de los costes de redes. En el caso particular del peaje específico para la carga pública de vehículos eléctricos, aclara que el objetivo es para facilitar la penetración del vehículo eléctrico y que a partir de un número determinado de recargas les es más ventajoso el peaje general. Esta misma concepción no se puede aplicar al caso de los autoconsumidores. Se advierte que, en todo caso, el beneficio para un autoconsumidor debiera ser la reducción del coste de la energía, pero no un ahorro de peajes, en la medida en que la red va a seguir estando disponible para él.

En segundo lugar, respecto de los problemas de implementación de la Circular 3/2020, señala que es consciente de que tanto la reprogramación de equipos, como la adaptación de sistemas y la comunicación a los consumidores no fue fácil y que hubo numerosos problemas, pero espera que esta segunda vez sea más fácil, en la medida en que no se piensa introducir cambios de estructura relevantes y que, además, se está previsto publicar la Circular para el siguiente periodo regulatorio con una anticipación de, al menos, 3 meses. En todo caso, sugiere seguir trabajando con todos los agentes para facilitar la implementación de cara al siguiente periodo regulatorio.

Por último, en cuanto a mantener la señal de precio del periodo de valle, desde la CNMC se comparte la posición manifestada.

Alba Fernandez (Holaluz) está muy a favor de los grupos de trabajo para poder comentar e intercambiar impresiones.

Entre los puntos de su intervención indica que está de acuerdo con los anteriores ponentes. Adicionalmente, hace hincapié en la problemática de trasladar la información de los cambios a los consumidores, y el impacto que supone

cualquier cambio en el consumidor, en particular los clientes residenciales presentan menor elasticidad en su comportamiento.

En este punto, Clara González concuerda en la dificultad de informar a los consumidores y señala que pese al esfuerzo realizado en el pasado no se comprendió totalmente el cambio de estructura. Añade que la CNMC ha trabajado para mejorar la página web de los consumidores y propone a los comercializadores que la revisen y propongan mejoras con objeto de dar mayor información y de que sea didáctica para todos los consumidores (domésticos, pymes, industriales).

Asimismo, en relación al autoconsumo, desde HolaLuz considera que hay que incentivar el autoconsumo y que la reducción de los peajes en horas de llano se perjudicará a los clientes que han instalado autoconsumo y pone en peligro el desarrollo del autoconsumo. Así, en un escenario de precios altos de energía el ahorro en peajes para un autoconsumo es del 4% siendo un 8% el ahorro de peajes en una situación de precios bajos. Propone dos soluciones: establecer transitoriamente un peaje especial mientras se abaratan los precios de las baterías o mantener los peajes actuales.

Veronica Sabau (Factor Energía) insiste en el impacto que supone un cambio de peajes y propone que haya una plataforma en periodo de pruebas anterior a las modificaciones de la Circular. De esta manera, se evitarían los problemas que se dieron con la anterior implementación y habría garantías en el intercambio de información entre comercializadoras y distribuidores es adecuado y se facturaría correctamente.

Desde la Comisión preguntan cómo tendría que articularse el periodo de pruebas sin duplicar los sistemas. Clara González (CNMC) propone que se realice en el grupo de trabajo de intercambio de formatos. Asimismo, aclara que no prevé cambios de gran calado en la modificación de circular, y si hubiera algún cambio importante se comunicaría con suficiente antelación si bien es cierto que de los análisis de los periodos horarios se recoge que habría que cambiarlos para adaptarse a la nueva situación.

Verónica Frade (Fortía Energía) explica que sus consumidores son industriales con un perfil distinto al consumidor doméstico. Desde su punto de vista, los peajes tienen que ser neutros. Al respecto señala que la demanda de sus consumidores es flexible y pretenden participar en los mercados de ajuste en competencia con las baterías (almacenamiento) y el hidrógeno. En consecuencia, no verían bien una exención de peajes a estos últimos, en la medida en que los consumidores industriales deberían pagar peajes y los otros

estarían exento. En este punto, pregunta si se podría implementar mercados de flexibilidad. Al respecto se indica que, si bien no es competencia de la Unidad de Precios Regulados, puede ser adecuado y beneficioso, ya que la demanda está dispersa por todo el territorio.

Añade FORTIA, que tanto el control de tensión como las pérdidas son costes de red deberían estar incluidos en los peajes (como en Francia y Alemania) y dada la problemática actual se está penalizando al consumidor de valle. Los consumidores con perfil de consumo plano o que modulan aportan beneficios al sistema y se ven penalizados. Desde su punto de vista la señal de precio en el periodo de valle tiene que ser clara de forma que no incentive el traslado de consumo a otros momentos del día. Al respecto, proponen bien que las restricciones pasen a incorporarse en los peajes o bien repartir estos costes con un criterio que tenga en cuenta el beneficio que aporta este tipo de perfiles al sistema.

Al respecto, Clara González indica que se están analizando las dos opciones, no tiene sentido que el consume en valle se le penalice. No obstante, señala que, el problema es que en España la propiedad del transporte y la gestión de redes está separado. Al transportista se le retribuye por la propiedad de las redes, mientras que la gestión es responsabilidad del Operador del Sistema. En consecuencia, habría que realizar los cambios normativos necesarios para que el transportista comprara al Operador del Sistema los servicios de gestión de forma que este coste formara parte de la retribución de transporte y, en consecuencia, en los peajes, ya que solo se puede meter en peajes si está en la retribución. Alternativamente, se está analizando asignar con un criterio diferente el coste asociado a la gestión de redes.

Respecto de la punta de la mañana, desde FORTIA no ven mal que se convierta en horas de llano pero habrá que ver si hay muchas pérdidas en esas horas, pero asegurando en todo caso que la señal de precio de valle sea muy clara para aumentar la demanda en valle. Asimismo, les parece adecuado simplificar temporadas.

Por último, desde FORTIA señalan de la necesidad de disponer de mayor flexibilidad para contratar la potencia e invitan a la CNMC a analizar el modelo portugués.

A continuación, interviene **Marta Antoñanzas** por parte de **Naturgy** cediendo la palabra a **María Hernández** responsable de la parte de comercialización. Indica que Naturgy considera que la metodología debe tener un carácter continuista sin considerar la necesidad de establecer grandes cambios, en especial en lo que

se refiere a clientes domésticos. Considera que el cambio de periodos dificulta su implementación en los contratos, indicando que estos contratos cada vez son a más largo plazo. Se muestra partidaria de mantener la estructura de periodos incluso aunque eso significara que algunos periodos tuvieran el mismo precio.

En este punto, Clara González se interesa por la duración de los contratos, indicando María Hernández que los domésticos tienen una duración anual porque así lo establece la ley, siendo la duración de los contratos con clientes industriales más ad-hoc en función de las necesidades. En todo caso, desde la CNMC se considera que los agentes deben de ser más flexibles ante la implantación de los cambios, puesto que estos serán de menor calado que los que tuvieron lugar tras la entrada en vigor de la Circular 3/2020 y porque algunos cambios llevan aparejados otros. Como ejemplo se indica que una revisión de los periodos horarios trae aparejada una revisión de las pérdidas.

En este punto interviene **Elena Mateos** también de **Naturgy** indicando que es consciente de que todos los agentes hacen sus esfuerzos y que así debe ser, pero indicando que para la implementación de los cambios es necesario la realización de pruebas que llevan su tiempo.

A continuación, toma la palabra **Eduard Quintana** de **Som Energía** explicando brevemente cual es el cliente tipo de la comercializadora a la que representa, fundamentalmente cliente doméstico y con mucha penetración de autoconsumo. Considera que la estructura de peajes debe ser sencilla para el cliente doméstico y en este sentido se muestra de acuerdo con la reducción de la punta de la mañana, por ser un mensaje de fácil traslado al cliente doméstico. Los clientes domésticos, según su opinión, tienen distintos grados de implicación en la gestión de su energía y entiende que va a seguir siendo así, por lo que considera que los cambios deben de ser previsibles y graduales.

Se muestra de acuerdo con lo indicado por Holaluz en relación con el impacto que puede suponer para el autoconsumo incentivar el consumo en horas solares con el consiguiente freno o barrera para el desarrollo del mismo. Por otra parte, considera que desplazar consumo hacia horas solares mejoraría la rentabilidad de la tecnología fotovoltaica además de ir hacia modelos menos contaminantes.

Se muestra de acuerdo con la reducción de la punta de la mañana.

En este punto muestra su interés por la evolución de los cargos indicando que no tienen información alguna sobre este tema. Al respecto, Clara Gonzalez señala que, aunque no se han mantenido aún reuniones con el MITERD cree que es probable que los cargos repliquen la estructura de los peajes y no

considera muy probable que se modifique el Real Decreto de metodología de cargos.

En relación al autoconsumo próximo a través de red la metodología actual supone que los consumos se dan en el mismo nivel de tensión. Clara González indica que está previsto que se revise en el próximo periodo regulatorio ya que la premisa de que todos los consumos se den en el mismo nivel de tensión puede no cumplirse en todos los casos.

Sobre la asignación a la parte fija o variable por la que se interesa Som Energía Clara González indica que los costes de red son costes fijos y hundidos. Además, considera que para la transición energética es mejor ir a costes fijos que variables y así se traslada en las reuniones europeas. Ve más justificable variabilizar la parte de cargos.

Finalmente, Som Energía agradece la proximidad de la reunión y la posibilidad de aportar sus puntos de vista.

En este punto interviene de nuevo Javier Bescos (FENIE) para mostrarse de acuerdo con Fortia en relación a la inclusión de los servicios de ajuste del sistema dentro de la parte regulada ya que este coste se está incrementando de forma muy importante en los últimos meses (13-20 €/MWh) lo que supone una importante prima de riesgo de difícil cobertura.

A continuación, toma la palabra **Andrés Morata (Endesa)** agradeciendo a la Comisión la oportunidad de poder trasladar su posición en la reunión.

En primer lugar, indica la necesidad de una actualización más frecuente de los calendarios apuntando a una posible revisión a mitad del periodo regulatorio, o al menos que se incluya la posibilidad de hacerlo si del análisis de los datos resultara necesario.

En segundo lugar, considera que la señal de peajes debe ser la de las redes, desincentivando el consumo en aquellas horas en que la red esté más saturada.

Sobre la asignación al término fijo o variable indica que da un poco igual mientras las señales sean diferentes por periodos.

Se hace eco, asimismo, del problema del incremento de coste de la solución de Restricciones técnicas, sobre todo en el periodo valle, y se muestra de acuerdo con su inclusión dentro de los peajes, indicando además que esto facilitará la electrificación de la economía.

En este punto, interviene **Manuel Fuentes**, también de **Endesa**, indicando que la anticipación en todo lo que afecta a formatos es fundamental porque la implementación de los cambios no siempre es ágil, destacando la necesidad de que el Grupo de Trabajo de formatos se retroalimente en todo momento de los cambios que se vayan a introducir.

Clara González solicita información en este punto sobre la dificultad que supondrían los cambios sin modificación del número de periodos. En este sentido, Andrés Morata indica que la introducción de dos temporadas para los clientes domésticos sería equivalente a la introducción de seis periodos para los domésticos.

A continuación, toma la palabra **Julio José Álvarez Vigil (EDP)** agradeciendo la convocatoria de la reunión.

Se muestra de acuerdo con las intervenciones anteriores destacando dos puntos.

En primer lugar, muestra su preocupación por la reprogramación de contadores en cuanto puede suponer un problema tanto para el comercializador como para el cliente, indicando que todas las acciones que se puedan tomar para agilizar este tema serán muy bienvenidas.

En segundo lugar, se muestra también preocupado por la adaptación de precios en los contratos con duración de varios años, por lo que considera que la fijación de la periodicidad con que se cambiarán los periodos horarios puede ayudar a simplificar la conversión de precios en estos contratos a largo plazo.

Clara González considera bastante probable que la revisión de los períodos que establezca la Circular se pueda materializar a través de la Resolución de Peajes del año en que corresponda dicha revisión.

4. CONCLUSIONES

Tras escuchar las intervenciones de los comercializadores que han participado en la reunión se puede concluir lo siguiente:

- En general, la mayoría de los comercializadores se muestra de acuerdo con la necesidad de implementar cambios en relación a los períodos horarios, mostrándose de acuerdo con eliminar la punta de la mañana, manteniendo la punta de tarde e incrementando las horas de llano, si bien muestran su preocupación por cómo se implementen los mismos en sus respectivos sistemas, considerando fundamental la anticipación con la

que se puedan implementar dichos cambios. Sin embargo, también algún comercializador muestra su preferencia por una línea más continuista, trasladando su preocupación por el traslado que de los cambios se debe hacer a los contratos firmados a más largo plazo.

- La mayoría de los comercializadores considera imprescindible que los cambios sean previsibles y graduales, especialmente en lo que se refiere a los clientes domésticos, considerando necesario que se trasladen a estos clientes mensajes claros y sencillos.
- Se observa cierta preocupación por parte de algunos comercializadores sobre el impacto de la actualización de los peajes sobre la evolución del autoconsumo en un contexto de precios de mercado bajos.
- También parece haber cierto consenso entre los comercializadores en la propuesta de incluir los costes de restricciones asociados a la gestión de las redes en los peajes.
- Necesidad de que todos los distribuidores apliquen criterios uniformes para la facturación de peajes.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO EN RELACIÓN CON LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 28 de junio de 2024 | 10:00 – 11:42
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión por parte de los representantes de los nuevos modelos de negocio sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

2. PARTICIPANTES

Nombre	EMPRESA
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Begoñe Ilardia Larrauri	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Raúl García Posada	Asociación Española de Almacenamiento de Energía (ASEALEN)
Francisco Javier De Mateo Gamarra	Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)
Alicia Gonzalez Gala	IGNIS
Martina Moreno	Entra Agregación y Flexibilidad
Alvaro Miranda	Unión Española Fotovoltaica (UNEF)
Alicia Carrasco	Entra Agregación y Flexibilidad
Hector de Lama	Unión Española Fotovoltaica (UNEF)
Juan V. Márquez	Asociación Empresarial Eólica (AEEOLICA)
José Manuel Menéndez	Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento (AEPIBAL)

3. RESUMEN

Inició la reunión **Clara González Bravo (CNMC)** señalando que el objetivo de la reunión era que los diferentes representantes de los nuevos modelos de negocio señalaran todos aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que era necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

Hector de Lama (UNEF) señaló que existen varios temas que les interesan a sus asociados.

En primer lugar, indicó que se debería modificar el reparto Término de Potencia (Tp) / Término de Energía (Te) desde el 75% / 25% actual al 25% / 75% ya que la señal del Tp no es adecuada dado que los consumidores no suelen cambiar la potencia contratada.

En segundo lugar, señaló que se debería establecer una tarifa específica para los autoconsumidores, dicha tarifa se debería caracterizar por un elevado término variable y un reducido término fijo sin descuento sobre la tarifa general.

En tercer lugar, señaló que se debería ampliar la variabilización a todos los niveles de tensión, incluidos los electrointensivos. El incremento del porcentaje a recuperar por el término variable se debería producir sobre todo en los peajes 2.0TD, 3.0TD, 6.1TD y 6.2TD.

En cuarto lugar, señaló que se debería incluir un término adicional de potencia en el peaje 2.0 TD. De forma que dicha tarifa tuviera un periodo tarifario durante la punta la noche, otro periodo tarifario durante las horas de sol, y un tercer periodo tarifario durante la noche.

En quinto lugar, solicitó información de cómo se iban a organizar los permisos de acceso flexibles. Desde la CNMC se le indicó que ese aspecto se trataría en la próxima reunión del grupo de trabajo de la Circular.

Las medidas anteriores se justifican en el uso de las redes que hace los autoconsumidores, el cual permite no realizar inversiones adicionales en redes, por lo que se debe fomentar el mismo.

Adicionalmente, indicó que, en el autoconsumo colectivo, el reparto de la energía producida se realiza en función de coeficientes de reparto fijos, lo que supone que se tengan que abonar peajes aunque el saldo de la instalación sea netamente exportador. Desde la CNMC, Clara González indicó que el problema era como se establecían los coeficientes de reparto, los cuales son estáticos y no dinámicos.

Alicia González (IGNIS) planteo dos cuestiones. La primera, si la CNMC se estaba planteando una exención de peajes para los productores de Hidrogeno y la segunda, si se estaba analizando eximir a la demanda del pago de peajes, o al menos, de los excesos de potencia cuando la demanda participara en los servicios de ajuste.

Respecto de la primera de las cuestiones, se le indicó que, con carácter general no se estaban planteando exenciones, por si dificultad de compatibilizarlas las con la normativa europea.

Respecto de la segunda de las cuestiones, se indicó que se está analizando la situación y que aún no hay ninguna posición adoptada al respecto.

Juan V. Márquez (AEEOLICA) señaló que, si bien parte del sector viene demandando históricamente un mayor peso del término de energía en los peajes para ayudar a la electrificación, desde su punto de vista esta variabilización en la asignación del coste puede tener un impacto negativo en la eficiencia energética y, teniendo en cuenta la naturaleza fija de los costes de red, también podría resultar en problemas de suficiencia. Por eso la posición dentro de la asociación respecto a la variabilización de los peajes no es tan clara como la del representante de UNEF.

En su opinión se debería ir a un sistema más dinámico de fijación de peajes, en el que se segmente los consumidores para establecer tarifas en función del consumo, y se debe incrementar la importancia de los mercados.

Asimismo, destacó que el problema al que nos enfrentamos es que se tiene que producir un equilibrio entre la recuperación de costes fijos y proporcionar los incentivos adecuados a que el consumidor traslade el consumo a determinadas horas.

Por último, indicó la necesidad de seguir invirtiendo en redes para abordar el reto de la electrificación de la demanda.

Desde la CNMC se indicó que los peajes dinámicos pueden ser acertados para determinados colectivos de clientes bien informados e interesados en desplazar consumos en función del precio. Sin embargo, existe otra tipología de consumidores, como los que contratan a precio fijo o los consumidores industriales que prefieren que la mayor parte del coste sea fijo, para los que estos peajes dinámicos no serían tan acertados. En cualquier caso, desde la CNMC consideran muy apresurado implementar estos peajes dinámicos para el próximo periodo regulatorio, indicando que podría ser interesante la introducción de algún tipo de sandbox regulatorio al respecto de este tema.

José Manuel Menéndez (AEPIBAL) señaló que se debe reducir la punta de la noche que es la que más tensiona la red en promedio. Para ello hay que reducir las horas de periodo Punta tarifario (P1) para aumentar la señal de precios para la flexibilidad y el almacenamiento. Además, se debe reforzar la señal del término de energía de los peajes como un incentivo a la flexibilidad.

Asimismo, señaló que uno de los principios que se debe cumplir cuando se establecen los peajes para el almacenamiento, conforme a la normativa de la UE, es que no se produzca una discriminación, hecho que se produce por la doble imposición.

Desde la CNMC, Clara González Bravo indicó que en España no se produce una doble imposición dado que no se aplican peajes a la inyección de la energía sólo al consumo, y que en su opinión la doble imposición se producía cuando se aplicaban peajes tanto a la inyección de la red como a la retirada de energía. A este respecto José Manuel Menéndez indicó que con la doble imposición quiere destacar que el almacenamiento paga su peaje cuando consume de la red y el cliente final que consume la energía vertida por el almacenamiento en su momento también paga un peaje. A lo que Clara González indicó que la utilización de la red en estos dos momentos es diferente puesto que el almacenamiento consume en valle cuando el peaje es barato y vierte a la red en punta, cuando el peaje es caro.

En este sentido, Clara González señaló que en las reuniones que está manteniendo la CNMC, todos los agentes están solicitando la exención del pago de los peajes, algo difícil de implementar en un momento en que con motivo de la electrificación se va a incrementar sensiblemente la inversión en redes. El objetivo que se persigue con la metodología es la maximizar la utilización de la red, con objeto de minimizar la inversión y, consecuentemente, el pago de los peajes. En todo caso, asegurando la neutralidad de los peajes de acceso a las redes, se está trabajando en la implementación de soluciones que aporten flexibilidad a los agentes (tanto los existentes como las nuevas figuras entrantes) sin poner en peligro la suficiencia de ingresos para cubrir los costes.

Desde AEPIBAL se señaló que el negocio de almacenamiento es un negocio penalizado, en el que el pago de los peajes es un riesgo para su viabilidad.

Desde la CNMC, Clara González apuntó la necesidad de explorar otras vías para incrementar la rentabilidad de los almacenamientos, como, por ejemplo, obtener una retribución por su participación en los servicios de ajuste o pagos por capacidad. Por otra parte, señaló la necesidad de analizar y coordinar con el

Ministerio el ámbito de aplicación de peajes y cargos en los casos de Almacenamiento.

Raúl García Posada (ASEALEN) indicó que coincidía con otros agentes sobre la necesidad de establecer peajes flexibles. Además, indicó que para el almacenamiento es crítico el pago por la potencia contratada dado que supone el abono de un peaje incluso en periodo sin uso de las instalaciones, reiterando lo señalado por otros participantes respecto a la doble imposición de peajes. Adicionalmente, señaló que los bombeos no abonan ningún tipo de peaje por el uso de la red, por lo que las instalaciones de almacenamiento, que realizan la misma función no deberían pagar.

Al respecto, Clara González indicó la necesidad de establecer una tipología de las distintas configuraciones que existen, compartir información con el Ministerio, que además tiene dentro de sus competencias el establecimiento de las orientaciones de política energética y establecer peajes neutrales y no discriminatorios para los diversos consumidores, aportando las medidas de flexibilidad que minimicen el coste de dichos consumidores.

En este sentido, Raúl García de Asealen se mostró a disposición de la Comisión para aportar toda la información necesaria para la realización de los análisis indicados.

En este punto, Hector de Lama (UNEF) señaló que existen instalaciones fotovoltaicas hibridadas con almacenamiento, por lo que la decisión que se tome sobre este punto también afecta a dichas instalaciones. En su opinión los peajes deberían reflejar la red que se usa, en consecuencia, los peajes de almacenamiento en un nudo de red exportador no deberían existir dado que reducen el uso de la red.

Desde la CNMC se le indicó que, conforme a la Ley del Sector Eléctrico, los peajes son únicos a nivel nacional, por lo que no se puede tener en cuenta dicha distinción.

Adicionalmente el representante de AEPIBAL señaló que se debería aclarar la situación del almacenamiento detrás del contador respecto a las conexiones con la red y el pago de los peajes, y que en la conexión de red se debe especificar el modelo de funcionamiento del Almacenamiento, algo que puede guiar a la CNMC en la creación del peaje de almacenamiento.

Por otra parte, indicó que actualmente en el caso del almacenamiento se aplican las Tasas del OS y OM tanto como generador como consumidor. Clara González indicó en este punto que la dificultad radica en que no está del todo claro qué es

generación y qué es demanda, indicando que si existen dudas la redacción dada se puede mejorar y por ello insta a los agentes trasladar estas dudas.

Martina Moreno (ENTRA) señaló que se considera necesario incentivar el consumo en las horas centrales del día, revisar los calendarios con mayor frecuencia y desagregar el calendario peninsular por zonas.

4. CONCLUSIONES

De la reunión mantenida con los representantes de los nuevos modelos de negocios cabe concluir los siguientes aspectos:

- Existe disparidad de criterios respecto de incrementar el peso del término variable de peaje. Una parte de los participantes en la reunión lo consideran necesario con objeto de fomentar el autoconsumo y el almacenamiento, mientras que otros participantes indicaron que es necesaria una mayor reflexión con objeto de no incrementar el coste de las inversiones en redes, que finalmente pagan los consumidores, y asegurar la cobertura de los costes.
- Proporcionar una señal de precios que incentive el consumo en las horas centrales del día.
- Necesidad de establecer un tercer término de potencia para los consumidores 2.0TD, al objeto de poder reducir la potencia contratada durante las horas de mayor insolación.
- Necesidad de establecer exenciones de peajes a instalaciones de almacenamiento, de forma similar a lo aplicado a los bombeos, y a los productores de Hidrogeno.
- Tarifas específicas para el autoconsumo.
- Necesidad de establecer peajes zonales o, al menos, desagregar el calendario peninsular en zonas.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LOS CONSUMIDORES DOMÉSTICOS Y PYMES EN RELACIÓN CON LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 11 de julio de 2024 | 10:00 – 12:00
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión por de los consumidores domésticos y PYMES sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que desde su punto de vista es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

2. PARTICIPANTES

Nombre	Empresa
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Jesús Ibáñez Peña	Asociación Turística de Estaciones de Esquí y Montaña de España (ATUDEM)
Cristina Lopez Vayas	Asociación Turística de Estaciones de Esquí y Montaña de España (ATUDEM)
Soledad Montero Linares	Federación de consumidores y usuarios (CECU)
David Hernández Gómez	Federación Nacional de Comunidades de regantes (FENACORE)
Yolanda Sanchez	Servicios Gestión de Energía (ASOCONELEC)
Óscar Mulas	Servicios Gestión de Energía (ASOCONELEC)

3. RESUMEN

En primer lugar, toma la palabra **Jesús Ibáñez (ATUDEM)** que señala que los peajes eléctricos durante los periodos de inactividad de las estaciones de esquí y montaña son muy altos, por lo que solicitan un descuento en peajes o que la potencia contratada de cada periodo se pague en aquellos meses en los que se utilice y no durante todos los meses del año. Adicionalmente, solicitan eliminar el requisito de potencias crecientes.

Al respecto, indica que las estaciones de esquí suelen funcionar durante 4 o 5 meses al año, correspondiendo la mitad de la potencia contratada a la requerida por los generadores de nieve y la mitad restante a la requerida por los remotes. Durante el resto del año, sólo funcionan algunos remotes a menor velocidad, por lo que están pagando durante todo el año por una potencia contratada que no utilizan.

Desde la CNMC, Clara González indica que modificar la facturación del término de potencia del periodo 1, para que, en lugar de abonarse durante los 12 meses, se abonara durante los 4 meses, no modificaría la facturación anual por el término de potencia, ya que simplemente se recuperaría el coste asignado al periodo 1 en 4 meses en lugar de en 12 meses. Adicionalmente señala que cualquier modificación de criterio en la metodología de asignación se traduciría en unos términos de potencia y energía diferentes a los vigentes, aspecto que se debería tener en cuenta en los análisis. Es decir, que cualquier modificación de la metodología de cálculo de la Circular 3/2020, como algunas de las planteadas, supondría una modificación de los precios de los términos de facturación respecto de los vigentes, aspecto que se debe tener en cuenta.

Teniendo en cuenta que no todos los participantes en esta reunión asistieron a la tercera reunión del grupo de trabajo de la Circular relativa a estructura de peajes, la CNMC les indica, que en dicha reunión se solicitó a los agentes que analizaran la posibilidad de establecer peajes de corto plazo en el sector eléctrico, con una estructura similar a los aplicados en el sector de gas natural. En opinión de la CNMC, dichos peajes de corto plazo permitirían a los consumidores estacionales utilizar los contratos trimestrales, mensuales, diarios y horarios para optimizar su facturación por potencia. Adicionalmente, se le informa de que se les remitirán las presentaciones y los videos de la 2ª y 3ª reunión, para que puedan analizar en detalle dicha propuesta y se les invita a que trasladen todas aquellas propuestas que consideren oportunas.

Posteriormente toma la palabra **David Hernández (FENACORE)** que reconoce que han sido uno de los colectivos beneficiados por la posibilidad de cambiar

potencia varias veces al año, medida introducida en el Real Decreto-ley 18/2021 y prorrogada en sucesivos reales decretos-ley y señala que, para las comunidades de regantes, lo mejor sería mantener dicha posibilidad o, alternativamente establecer un mecanismo de contratos de corto plazo, como el indicado por los representantes de la CNMC.

Por otra parte, indica que las modificaciones introducidas en los calendarios (eliminación del mes de agosto como periodo de valle y establecimiento del mes de julio como temporada alta) y el incremento de los excesos de potencia, fueron algunas de las modificaciones introducidas por la Circular 3/2020 que más les perjudicaron. En particular, indica que muchos de sus asociados utilizaban los excesos de potencia como una vía para reducir la facturación por potencia, contratando una potencia inferior a su potencia máxima y abonando posteriormente los excesos de potencia. El incremento sufrido por los excesos de potencia en la Circular 6/2020 hace que dicho comportamiento ya no sea posible.

Desde la CNMC, se le indica que esa era el objetivo de la regulación de los excesos de potencia, proporcionar una señal de precio a los consumidores para que contraten adecuadamente sus potencias ajustándose en la medida de lo posible a las máximas demandadas, dado que las potencias contratadas permiten a los transportista y distribuidoras aproximar cuál es la potencia demandada por los consumidores conectados en sus redes.

Adicionalmente, indica el representante de FENACORE que consideran que se debería eliminar el requisito de potencias crecientes. Desde la CNMC, Clara González señala que se debe tener en cuenta que eliminar el requisito de potencias crecientes daría lugar a otros precios diferentes y que hay que tener cuidado con las modificaciones que se introducen a la vez en la Circular, dado que el objetivo es garantizar la suficiencia de los peajes.

Finalmente, el representante de las comunidades de regantes indica que, dado que algunos de sus asociados tienen instalaciones de autoconsumo, se debería permitir el esquema de balance neto. Desde la CNMC se le responde que dicho aspecto está fuera del objeto de la Circular 3/2020.

A continuación, toma la palabra **Oscar Mulas (ASOCONELEC)** que muestra una presentación con las demandas de sus asociados que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Establecer una estrategia a largo plazo (5 años) con ligeros ajustes anuales o bianuales, pero sin cambios importantes, al objeto de tener certidumbre sobre los peajes a abonar en el largo plazo.
- Establecer una hoja de ruta en la que se establezcan las fechas de entrada en vigor, un periodo mínimo de adaptación y las especificaciones mínimas de las modificaciones a introducir.
- Inclusión de los 25 kV en el nivel de tensión 2, dado que supone una discriminación territorial para los consumidores situados en Andalucía, Aragón y Cataluña. En un futuro se debería analizar incluir los 20 kV en dicho nivel de tensión.
- Permitir más de un cambio de potencia al año.

Clara González señala que el asunto de los niveles de tensión, como se mostró en la tercera reunión del grupo de trabajo es un asunto complejo, en el que se debe tener en cuenta la estructura de los costes unitarios establecidos en la norma.

Por otro lado, Clara González indica que en lo que se refiere a las medidas de flexibilidad que introdujo el Real Decreto-ley 18/2021, han requerido de una inyección de dinero de presupuestos generales del Estado que compensara por la pérdida de ingresos en concepto de peajes y cargos, señalando a los agentes que los precios de peajes resultantes de la introducción de estas medidas de flexibilidad darían lugar a unos precios más altos si no se produjera dicha compensación. En este sentido, indica que se va a solicitar una estimación a los distribuidores de lo que han costado estas medidas de flexibilidad.

Adicionalmente, se le indica cual es el cronograma previsto para la aprobación de la nueva circular de peajes, si bien la misma se puede ver condicionada por los recursos disponibles.

Por último, Clara González solicita a los representantes de los regantes información y las estaciones de esquí las curvas de carga de regantes tipo, al objeto de poder realizar un análisis del consumo de este tipo de clientes y del impacto que podrían tener algunas de las medidas a implementar.

Finalmente toma la palabra **Soledad Montero (CECU)** que indica que, aunque existen varias tipologías de consumidores, el coste de las redes debe ser abonado por los consumidores. Adicionalmente, indicó que están elaborando una propuesta metodológica que remitirán a finales de verano.

4. CONCLUSIONES

Tras escuchar las intervenciones de los representantes de los consumidores domésticos y PYMES que han participado en la reunión concluyen los siguientes aspectos:

- Necesidad de implementar herramientas que aporten flexibilidad, esto es, que permitan a los consumidores con demanda estacional reducir su facturación por potencia.
- Eliminación del requisito de potencias crecientes
- Incrementar la información que se traslada a los consumidores sobre las futuras modificaciones a introducir en la Circular 3/2020, al objeto que las puedan tener en cuenta en sus decisiones.
- Estabilidad y predictibilidad sobre la evolución de los peajes
- Definición de la estructura de peajes por nivel de tensión de forma no discriminatoria.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 12 de julio de 2024 | 10:00 – 12:00
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 al objeto recabar la opinión por parte de los consumidores industriales sobre aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031.

2. PARTICIPANTES

Nombre	Empresa
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Pedro Gonzalez Gonzalez	Asociación de Empresas con gran consumo de energía (AEGE)
José Andrés Barceló Delgado	Unión de Empresas Siderúrgicas (UNESID)
Ramón López	Grupo ASE
Albert Blasco Serrat	Transports Metropolitans de Barcelona (TMB)
Maria del Pilar Yuste Almestre	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF)
Rodrigo Álvarez	Asociación española de fabricantes de pasta, papel y cartón (ASPAPPEL)
Ana Belén González Viera	Energía y Celulosa, S.A. (ENCE)
José Echeandía Merru-Urrutia	METRO BILBAO
José Angel Rosillo Hernández	Asociación de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica del Sector Servicios (GRANCEESS)

Nombre	Empresa
Juan Temboury Molina	FORTIA ENERGÍA, S.L.
Roberto Parro Cortes	TELEFÓNICA

3. RESUMEN

En primer lugar, toma la palabra **Clara González (CNMC)** al objeto de aclarar los aspectos sobre la facturación de reactiva comentados en la 3ª reunión del Grupo de Trabajo de la Circular 3/2020, que entiende pudieron ser objeto de malinterpretación por preguntas que le fueron trasladadas con posterioridad a la reunión.

Al respecto, señala que entre el trámite de información pública sobre la propuesta por la que se modifica la Circular 3/2020 y la aprobación de la remisión al Consejo de Estado se han producido eventos que han hecho aconsejable posponer el tratamiento sobre la energía reactiva (revisión del Procedimiento de Operación 7.4, pendiente de finalizar el sandbox de control de tensión de la demanda, previsión de incorporación de nuevas reactancias durante 2024, revisión de la planificación 2021-2026) y plantearse si el tratamiento de la energía reactiva se debe realizar a través de un pago regulado o no.

Se debe tener en cuenta que, por una parte, con la liberación se ha perdido la conexión cliente-distribuidor, que se utilizaba para solucionar problemas de reactiva en las redes y, por otra parte, que la normativa europea establece que se deben solucionar los problemas de reactiva con mecanismos de mercado.

En este contexto, se plantea que, teniendo en cuenta que el control de tensión es un problema de redes local, no tendría más sentido que fuera el gestor de las redes el que bien mediante inversiones (en el caso de problemas estructurales) bien mediante la convocatoria de mercados locales (en el caso de problemas coyunturales) resolviera localmente problema. Al gestor de las redes se le reconocería el coste (de inversión o de mercado, dependiendo del caso) y este coste se recuperaría a través de los peajes.

Por último, dado que no se había interpretado correctamente, Clara González señala que este tema sería uno de los incluidos en la Consulta Pública Previa.

Toma la palabra en primer lugar **Juan Tembury (FORTIA)** señalando que la mejor opción sería resolver los problemas de reactiva a través de mecanismos de mercado.

Asimismo, señala que donde existe un problema de reactiva es en la red de transporte dado que únicamente las líneas generan un importante volumen de energía reactiva capacitiva (11.000 MVar), y que dicho problema no se soluciona penalizando a los consumidores, por lo que se mostró de acuerdo con la propuesta presentada.

Por otra parte, indica que la solución de mercados locales es la correcta, debiéndose permitir a los consumidores participar en los mismos.

A continuación, **José Andres Barceló (UNESID)** indica que es el distribuidor el que debe valorar que procedimiento para la solución de los problemas de reactiva es más adecuada, si la instalación de reactancias o mercados locales.

Posteriormente toma la palabra **Rodrigo Alvarez (ASPAPPEL)** indicando su preocupación por las penalizaciones por reactiva, y preguntando como se realizaría la coordinación entre los mecanismos de mercado con el P.O 7.4.

Desde la CNMC, Clara González indica que dicho aspecto se tendrá en cuenta en la revisión de las Circulares de mercado, retribución y peajes para el próximo periodo regulatorio, dado que debe existir una coordinación entre las mismas.

Posteriormente toma la palabra **Pedro González (AEGE)** indicando que la propuesta de la CNMC le parece correcta, dado que al ser la reactiva un problema local, actualmente se está pagando por algo que no se puede corregir.

No obstante, indica que hay que proporcionar señales para que se minimice el coste asociado para la solución al problema de la reactiva, teniendo en cuenta que el coste de una reactancia puede ser menor que el precio resultante en un mercado local. Para el transportista, desde el punto de vista del coste ambos mecanismos son equivalentes, por lo que hay que asegurarse que el servicio se preste al menor coste posible.

Desde la CNMC, Clara González señala que se muestra de acuerdo con dicha afirmación indicando que se buscarán los mecanismos para asegurar que el servicio se preste a coste mínimo.

Adicionalmente, Pedro González indica que se debe tener en cuenta lo que ha ocurrido con el mecanismo de restricciones técnicas, en el que se ha producido

un incremento del coste muy importante en los últimos 5 años, para que no ocurra lo mismo con la energía reactiva.

Posteriormente toma la palabra **Pilar Yuste (ADIF)** indicando que la propuesta de modificación del término de energía reactiva de la Circular 3/2020 tendría un gran impacto en sus cuentas y que para solucionarlo están en conversaciones con REE para poner en marcha un proyecto piloto que cierre las líneas cuando no se utilizan.

Asimismo, indica que existe un riesgo que la solución basada en mercados locales suponga un coste muy elevado. Desde la CNMC, se le indica que el objetivo es minimizar el coste asociado a la gestión de la reactiva.

Por otra parte, pregunta cuándo podría estar en funcionamiento el nuevo esquema propuesto por la CNMC. Desde la CNMC, Clara González indica que es necesario realizar un gran número de análisis previos, y diseñar el mecanismo con cuidado, por lo que es posible que no pueda estar listo para el comienzo del próximo periodo regulatorio.

A continuación, vuelve a tomar la palabra **José Andres Barceló (UNESID)** para señalar que es posible establecer un mecanismo mixto, en el que el 90% de los problemas de reactiva de red se solucionen mediante la realización de inversiones en red, y el 10% restante mediante mecanismos de mercado. Asimismo, mostró su preocupación sobre el coste para solucionar los problemas de reactiva en las redes.

Desde la CNMC, Clara González señala que una cosa es que en la Circular de peajes se eliminen los rangos de reactiva, y otra muy distinta que los costes asociados a la gestión de la reactiva a los que se enfrentan los transportistas y los distribuidores no se imputen a los consumidores, bien como parte de la retribución bien como un término independiente.

A continuación, vuelve a tomar la palabra **Pedro González (AEGE)** para indicar que la problemática es similar a la del mercado de restricciones en la que pagas por algo que no puedes gestionar y que no conoces ex ante. Asimismo, indica que la señal del mercado de restricciones distorsiona la señal de precios que ve el consumidor, dado que el coste del mercado diario se puede anticipar, pero no el del mercado de restricciones.

Desde la CNMC, Clara González señala que existen posibles soluciones a dicha problemática, por ejemplo, incorporar un coste ex ante, en los peajes y después ajustar cuando se disponga del coste real.

A continuación, vuelve a tomar la palabra **Pilar Yuste (ADIF)** preguntando si el coste se recuperaría vía tarifa.

Desde la CNMC, Clara González señala que, si bien no se ha tomado una decisión al respecto, la idea podría ser que en el año n+1 se imputaran los costes de reactiva del año n, en función de su comportamiento, indicando adicionalmente que podría existir un concepto de coste con una asignación diferente por colectivo de consumidores, pero no una penalización.

Desde ADIF indican que a efectos de la asignación del coste se debería tener en cuenta que las instalaciones antiguas se construyeron con unos estándares (por ejemplo, líneas de 20 kilómetros) que generan energía capacitiva en vacío, por lo que dicho esquema se debería aplicar únicamente a las nuevas instalaciones.

A continuación, Clara González invita a los asistentes a compartir reflexiones sobre otros temas, después del amplio debate sobre la energía reactiva.

En este punto toma la palabra de nuevo **Rodrigo Alvarez (ASPAPPEL)** indicando que si en la modificación de la Circular 3/2020, se procede a establecer unos nuevos periodos horarios se debería modificar el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, dado que en dicho Real Decreto se establece que se debe consumir al menos el 46% en el periodo de valle.

Desde la CNMC, Clara González señala que los análisis actuales indican que el periodo 6 no va a disminuir, sino que puede que se incremente, indicando adicionalmente que puede que haya que acentuar la señal de precios en el periodo de valle, reduciendo su precio.

A continuación, vuelve a tomar la palabra **José Andres Barceló (UNESID)** indicando que los precios de mercado del periodo 6 muchos días no son los más bajos, por lo que se debería dar la opción, en eventos extremos, de cambiar el periodo 6 por otros momentos del día, dicha posibilidad debería ser no obligatoria y de uso flexible.

Desde la CNMC, Clara González señala que en la definición de los periodos horarios se pretende dar una señal de la saturación de las redes y que esta señal de precios es diferente de la señal de precios del mercado. Los consumidores deberían tener en cuenta la suma de las distintas señales de precio para tomar sus decisiones.

A continuación, vuelve a tomar la palabra en primer lugar **Juan Tembury (FORTIA)** para indicar que la contratación flexible soluciona algunos de los problemas actuales.

Sin embargo, respecto a este tema considera que los distribuidores, conforme a lo señalado en la tercera reunión del grupo de trabajo de la Circular, ponen reparos a la contratación simultánea de contratos, pero los consumidores deben tener herramientas que les permitan cambiar la potencia contratada con un día de anticipación. Según su opinión, existe el riesgo que los sistemas informáticos de los distribuidores retrasen la implementación de la contratación flexible, por lo que una posible solución puede ser establecer peajes basados en potencias demandadas o un sistema mixto potencias contratadas/potencias demandadas.

Desde la CNMC, Clara González señala que, en su opinión, los distribuidores no se mostraron contrarios a las propuestas de flexibilidad planteadas por la CNMC en dicha reunión. Si bien tendrían que revisar si disponen capacidad suficiente para atender toda la potencia de corto plazo que quieran contratar los consumidores. Por otra parte, indica que el establecimiento de peajes basados en potencia demandada puede implicar un riesgo en la suficiencia de los peajes. En su opinión los contratos de corto plazo son una buena herramienta para proporcionar flexibilidad, teniendo en cuenta que no son posibles exenciones o peajes por uso.

Adicionalmente, señala que para introducir contratos de corto plazo superpuestos a contratos anuales requiere que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico modifique el Real Decreto 1955/2000 y el Real Decreto 1432/2022 para introducir la posibilidad de simultanear contratos y eliminar la obligación de contratar el 50% de la potencia de la instalación en el periodo de punta incorporada en el Real Decreto-ley 8/2023.

A continuación, vuelve a tomar la palabra **Pedro González (AEGE)** indicando que las industrias necesitan tener estabilidad en los peajes. Asimismo, y en relación con los periodos horarios, indica la necesidad de desincentivar el consumo en el periodo de punta e incentivarlo en el periodo de valle, teniendo en cuenta que la señal que percibe el consumidor es la suma de las señales que proporcionen los peajes, los cargos y los precios de mercado. Pudiendo ser necesario aplicar peajes negativos dado que la diferencia entre los precios del valle y de las horas del sol pueden ser 20 €/MWh.

Asimismo, en relación con los peajes de corto plazo indica que se debería poder contratar de forma automática en cualquier periodo (esto es, sin necesidad de validación por parte del distribuidor) hasta el máximo de la potencia contratada

en el periodo 6, dado que la red está dimensionada para satisfacer la demanda del pasado, la cual es mayor que la demanda presente. En consecuencia, no debería haber problemas para los consumidores actuales contrataran más, sin sobrepasar el límite de potencia contratada en el periodo 6

Adicionalmente, indica que, en cualquier caso, excepto en el periodo de punta, se debería poder modificar la potencia contratada en cualquier periodo hasta la potencia establecida en el contrato de acceso.

Desde la CNMC, Clara González señala que se debe tener en cuenta la existencia de congestión en determinados nudos, si bien dicha propuesta podría solventar problemas en el corto plazo mientras que el Ministerio modifica las normas para poder establecer contratos de corto plazo.

Respecto de los peajes interrumpibles, Pedro González (AEGE) indica que pueden ser una buena propuesta si bien se deberían analizar bien, teniendo en cuenta que habría que establecer los periodos de activación y los periodos de preaviso, por ejemplo.

4. CONCLUSIONES

Tras escuchar las intervenciones de los representantes de los consumidores industriales que han participado en la reunión se puede concluir que desde su punto de vista:

- Los problemas de reactiva se deben solucionar mediante mecanismos de mercado, estableciendo los incentivos necesarios para que la solución que elija el operador de red sea la de menor coste de entre todas las que dispone para solucionar dicho problema (inversiones en reactancias y/o mercados locales).
- El coste de la solución de los problemas de reactiva (bien sea a través de inversiones bien a través de mecanismos de mercado) se debe recuperar a través de los peajes, al objeto que los agentes tengan certeza sobre el coste del servicio.

Con carácter general, todos los costes de restricciones técnicas relacionados con la gestión de las redes deberían recuperarse a través de los peajes.

- La definición de los periodos horarios debe tener en cuenta, por una parte, el diferencial de precios del mercado existente entre el periodo 6 y otros

periodos, con objeto de no desincentivar el consumo en el periodo de valle y, por otra parte, el consumo exigido en el periodo 6 a los consumidores electrointensivos.

- Se deben introducir herramientas de flexibilidad que permitan a los agentes mover demanda entre periodos de forma ágil. Al respecto, los agentes valoran de forma positiva el esquema de contratos de corto plazo presentado en la tercera reunión del grupo de trabajo de la Circular, si bien adicionalmente realizan propuestas alternativas como, por ejemplo, establecer peajes en función de potencia demandada o permitir modificaciones de potencia contratada en cualquier periodo siempre que no se supere la potencia máxima contratada adscrita a la instalación.
- Estabilidad y predictibilidad de los peajes. Los consumidores han tomado decisiones de inversión teniendo en cuenta la estructura de los peajes y los cambios deben introducirse poco a poco.
- Suficiencia de ingresos para cubrir los costes.

REUNIÓN CON REPRESENTANTES DE LOS DISTRIBUIDORES SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

- Fecha | hora de la reunión: 24 de julio de 2024 | 12:30 – 14:00
- Lugar de la reunión: Virtual (Teams)
- Organizador: CNMC

1. OBJETO DE LA REUNIÓN

La reunión ha sido convocada por la CNMC en el ámbito del Grupo de trabajo previsto en la Circular 3/2020 con un doble objetivo: confirmar la opinión por parte de los distribuidores de aquellos aspectos de la Circular 3/2020 que es necesario revisar de cara al siguiente periodo regulatorio 2026-2031 y avanzar las necesidades de información de cara a la revisión y valoración de impactos de algunos aspectos de la Circular 3/2020.

2. PARTICIPANTES

Nombre	Empresa/Asociación
Clara González Bravo	CNMC
Miguel Ángel Bravo Prada	CNMC
Mónica Martínez Sendino	CNMC
Ignacio Martínez del Barrio	AELEC
Sabrina Lavado	ASEME
David Trebolle	ASEME
Marta Viñas Gómez	CIDE
Arancha Martínez Villarejo	CIDE
Yago Ramos Sanchez	EDP
Julio José Álvarez Vigil	EDP
Andres Morata Céspedes	ENDESA
Alvaro Ryan Murua	I-DE
Juan José Picón Couselo	UFD
Alfonso Carranza García	UFD

Nombre	Empresa/Asociación
Marta Antoñanzas	UFD
M ^a José Cazalla Gutiérrez	UFD
Cristina Gil de las Heras	UFD

3. RESUMEN

En primer lugar, toma la palabra **Clara González (CNMC)** con objeto de corroborar los principales los puntos de vista por parte de los distribuidores extraídos de las reuniones previas:

- Suficiencia, estabilidad y predictibilidad
- Metodología de asignación adecuada, tanto por nivel de tensión como por periodos horarios y términos de facturación.
- Revisar periodos horarios en cada semiperiodo (mediante resolución)
- Coeficientes de pérdidas: revisarlos con los periodos horarios
- Coordinación en las revisiones de peajes y cargos
- Periodo de adaptación suficiente para implementar cambios

Por otra parte, aclara algunos aspectos sobre la facturación de reactiva comentados en la 3ª reunión del Grupo de Trabajo de la Circular 3/2020, que entiende pudieron ser objeto de malinterpretación por preguntas que le fueron trasladadas con posterioridad a la reunión.

Al respecto, señala que entre el trámite de información pública sobre la propuesta por la que se modifica la Circular 3/2020 y la aprobación de la remisión al Consejo de Estado se han producido eventos que han hecho aconsejable posponer el tratamiento sobre la energía reactiva (revisión del Procedimiento de Operación 7.4, pendiente de finalizar el *sandbox* de control de tensión de la demanda, previsión de incorporación de nuevas reactancias durante 2024, revisión de la planificación 2021-2026) y plantearse si el tratamiento de la energía reactiva se debe realizar a través de un pago regulado o no.

En este sentido, apunta que se debe tener en cuenta que, por una parte, con la liberalización se ha perdido la conexión cliente-distribuidor, que se utilizaba para solucionar problemas de reactiva en las redes y, por otra parte, que la normativa europea establece que para resolver problemas de control de tensión se deben emplear preferentemente mecanismos de mercado.

En este contexto, se plantea si, teniendo en cuenta que el control de tensión es un problema de redes local, no tendría más sentido que fuera el gestor de las redes el que bien mediante inversiones (en el caso de problemas estructurales) bien mediante la convocatoria de mercados locales (en el caso de problemas coyunturales) resolviera localmente problema. Al gestor de las redes se le reconocería el coste (de inversión o de mercado, dependiendo del caso) y este coste se recuperaría a través de los peajes.

No obstante, dado que no se había interpretado correctamente, Clara González señala que este tema sería uno de los incluidos en la Consulta Pública Previa.

Adicionalmente, avanza a los distribuidores algunos aspectos bien mencionados colateralmente bien no tratados en las reuniones plenarias de Grupo de trabajo y sobre los que les gustaría conocer su opinión, tales como la aplicación de exenciones a peajes a determinados usos (como, por ejemplo, baterías de almacenamiento o electrolizadores), la metodología de asignación para el cálculo de los pagos por la energía autoconsumida en el caso del autoconsumo a través de red o el tratamiento del fraude.

Por último, avanza las necesidades de información de cara a valorar algunas propuestas. En particular, para valorar el impacto de la eliminación de las potencias crecientes, la posibilidad de modificar las potencias contratadas más de una vez al año o el impacto de introducción de peajes de duración inferior al año.

Los distribuidores coinciden con carácter general con las conclusiones extraídas por la CNMC de reuniones previas, si bien en relación con los **periodos horarios** surge cierto debate.

En primer lugar, toma la palabra **Andrés Morata (ENDESA)** para señalar que además de la revisión en el semiperiodo habría que actualizar los calendarios el 1 de enero de 2026.

A lo que **Clara González** le responde que esa es la idea, esto es, el periodo regulatorio se iniciaría con los nuevos calendarios y éstos se revisarían cada tres años mediante Resolución, sin necesidad de modificar la Circular. Con objeto de ir adelantando el trabajo se podrían anticipar los periodos horarios, una vez superado el trámite de audiencia, con objeto de llegar a su implementación el 1 de enero de 2026 o, en su defecto, posponer la implementación a una fecha posterior.

Al respecto **Alvaro Ryan (I-DE)** considera que necesitarían conocer con cierta anterioridad los nuevos calendarios para poder llegar a su implementación el 1

de enero, independientemente del trámite administrativo, apuntando a un plazo orientativo de, al menos, 8 meses, aunque se compromete a realizar una consulta en el seno de su organización y transmitir cual sería el plazo mínimo que necesitarían, con más exactitud.

Juan José Picón (UFD) coincide con la necesidad de disponer del plazo suficiente para implementar los nuevos horarios (sobre todo si afectan al peaje 2.0 TD) y con la revisión de los calendarios cada 3 años. Adicionalmente, indica que es necesario establecer un periodo transitorio para contemplar el caso de problemas con la reprogramación de contadores.

En la misma línea, **Marta Viñas (CIDE)** apoya la propuesta de revisión de los periodos horarios cada tres años, pero garantizando el plazo suficiente para implementar los cambios.

En este punto, **Clara González** señala que del análisis de los periodos horarios no parece que se vayan a realizar cambios profundos, a lo que se responde por parte de los distribuidores que, con carácter general, su preocupación se centra en el colectivo acogido al peaje 2.0 TD.

Por otra parte, en relación con los calendarios **Yago Ramos (EDP)** apunta la posibilidad de que tanto los periodos horarios como la introducción de descuentos para nuevos usos sean revisados mediante resolución sin necesidad de modificar la Circular.

Respecto del **ámbito de aplicación**, toma en primer lugar la palabra **Marta Viñas (CIDE)** para exponer que, desde su punto de vista, los peajes deben de ser neutrales y considera que no se debieran establecer exenciones de ningún tipo.

A continuación, interviene **Alvaro Ryan (I-DE)** para exponer que hay que hacer un análisis cuidadoso ya que, si bien no hay que discriminar entre usos, no hay que penalizar a los nuevos modelos de negocio.

Por su parte, **David Trebolle (ASEME)** apunta que la justificación de la exención podría derivarse de que su comportamiento no induce un coste al sistema, si no que, por el contrario, puede ser un elemento que sirva para descongestionar la red. No obstante, añade, que las baterías de almacenamiento obtienen sus ingresos mediante dos vías: una por el arbitraje entre el diferencial de precios del mercado y este comportamiento es predecible y otra por la participación en los mercados de ajuste, cuyo comportamiento no es predecible, considerando que ésta va a ser en el futuro la fuente de ingresos más representativa, apuntando que pueden funcionar en momentos en que sí son inductores de

coste. En todo caso, señala que habría que ser cuidadoso durante el primer semiperiodo.

En este punto, Clara González advierte del peligro de aplicar exenciones por usos. A modo de ejemplo, los electrolizadores también están pidiendo exenciones, justificando su solicitud en que ahorran costes de red al sistema.

Al respecto, **Andrés Morata (ENDESA)** aclara que algunos agentes han tomado su decisión de inversión partiendo de una exención en los peajes y que su eliminación podría incidir en la viabilidad de los proyectos.

Por su parte, **Sabrina Lavado (ASEME)** señala que desde su punto de vista no deberían establecerse exenciones a los peajes y que, en consecuencia, también los generadores deberían pagar peajes.

A continuación, interviene **Yago Ramos (EDP)** para señalar que probablemente este aspecto sea susceptible de orientaciones de política energética, si bien, en su opinión por una parte están las orientaciones de política energética y por otra las decisiones técnicas. Además, indica que los estudios señalan que estos nuevos usos serán beneficiosos para la red.

En relación con los **pagos por la energía autoconsumida** en el caso autoconsumo a través de red, en primer lugar, **Clara González** indica que algunos distribuidores han apuntado la necesidad de revisar la metodología de cálculo de los pagos por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red como consecuencia de la ampliación a 2 kilómetros de la distancia en que se encuentren ubicados los autoconsumidores. Actualmente la metodología asigna el coste variable del nivel de tensión al que se encuentran conectados los consumidores. Sin embargo, con la ampliación de esta distancia podría darse la situación de consumidores conectados en distinta tensión que la generación. Quizás sería necesario un cambio del modelo de red, pero en el medio largo plazo. Mientras tanto, desde la CNMC se solicita a los distribuidores información sobre cómo fluye la energía en estas redes, de forma que se pueda asignar a los consumidores el coste de su propia red y una parte del uso de otras redes en función.

Yago Ramos (EDP) señala que en Portugal han identificado que en la red de distribución se generan pérdidas por el vertido de estas redes compartidas y se están planteando la creación de un peaje que compense estas pérdidas indicando adicionalmente que el problema reside en cuantificar esas pérdidas. En este punto Clara indica que el punto de partida respecto de Portugal no es el

mismo. A su vez Yago plantea que estas pérdidas incidirían en el incentivo de pérdidas que se establece dentro de su distribución.

En relación con las **medidas de flexibilidad**, **Clara González** avanza que necesita información para poder valorarlas y que en la medida de lo posible intentará obtenerla de DATADIS y cuando no sea posible se les solicitará a los distribuidores.

En el caso particular de la **eliminación del criterio de potencias crecientes** y de la posibilidad de modificar las potencias con una periodicidad superior al año, apunta que un primer indicador sería analizar el impacto de la flexibilidad proporcionada por los sucesivos Reales Decreto-ley.

Al respecto, **Andrés Morata (ENDESA)** indica que no puede extenderse las conclusiones a la totalidad de los suministros y que cabría contemplar la posibilidad de impedir estos cambios a los consumidores conectados en baja tensión.

Respecto del **tratamiento del fraude**, con carácter general todos los distribuidores señalan la necesidad de regular su tratamiento urgente de forma coordinada entre la CNMC y el MITERD, indicando Alvaro Ryan (I-DE) la necesidad de distinguir el fraude que se produce en los consumidores con contrato, del fraude que se produce en los consumidores sin contrato.

Respecto del **término de facturación por energía reactiva**, y tras la introducción de **Clara González** clarificando este tema, toma la palabra **Álvaro Ryan (I-DE)** indicando que la convocatoria de mercados locales no asegura que aquellos agentes que están generando el problema de control de tensión participen en el mercado, por lo que considera que debería seguir existiendo una señal de precio en los peajes.

En este punto, **Clara González** indica que esa señal de precios no funciona, ya que es una de las de precio más elevados en Europa y aun así estas situaciones siguen sin corregirse. Por otra parte, una señal de precio universal induce comportamientos universales que, en ocasiones, pueden incluso agravar el problema en nudos de red concretos. Plantea la posibilidad de que al tratarse de un problema de carácter local quizá fuera más eficiente exigir el cumplimiento de determinados requisitos en la conexión de los agentes a la red y que, en caso, de que estos no se cumplan se les penalice, pero fuera del ámbito de peajes. En este punto, solicita a los agentes una reflexión al respecto de este tema.

A continuación, toma la palabra **Yago Ramos (EDP)** indicando que existen tres posibles sistemas:

1. Precios nodales: este sería el esquema ideal, aunque en España no es posible porque la ley establece que el precio debe ser único a nivel nacional.
2. A través de una señal de precios en peajes: que es el esquema actual.
3. Sin señal de precios en peaje: únicamente solución de mercado. En este punto no hay ninguna garantía de que los consumidores se comporten de manera eficiente.

En este punto, **Clara González** indica que podría mantenerse la señal de precio, incluso en el caso de que se apostara por una solución de mercado, ya que el coste asociado al control de tensión (bien sea el que resulte de los mercados locales bien el coste de las inversiones asociadas al control de tensión) podría asignarse a los distintos colectivos de consumidores con una metodología diferente del coste de las redes.

En este punto, toma la palabra **Juan José Picón (UFD)** mostrándose de acuerdo con lo indicado por **Yago Ramos (EDP)**, en el sentido de que si los problemas de control de tensión se resuelven a través de la convocatoria de mercados locales de flexibilidad se elimina la señal de precios.

Con carácter general, los distribuidores coinciden en la necesidad de reflexionar con mayor profundidad.

4. CONCLUSIONES

Tras escuchar las intervenciones de los representantes de los distribuidores que han participado en la reunión se puede concluir que desde su punto de vista:

- Necesidad de asegurar la suficiencia de los peajes para cubrir la retribución reconocida.
- Estabilidad y predictibilidad de los peajes: los cambios introducidos deben ser graduales y predecibles.
- Conformidad con la metodología de asignación de la Circular 3/2020. Desde su punto de vista la metodología de asignación es adecuada, tanto por nivel de tensión como por periodos horarios y términos de facturación, trasladando a los consumidores señales de precios adecuadas. No obstante, consideran necesario reducir el número de horas de participación en la punta para aumentar la señal de precios en la punta de la tarde.

- Necesidad de revisar los periodos horarios, si bien no hay unanimidad respecto de cada cuánto deben revisarse. Una parte considera adecuado que se revisen, además de al principio del periodo regulatorio, en el semiperiodo (mediante resolución), mientras que otra parte propone mantener los periodos horarios durante todo el periodo regulatorio por el impacto en los sistemas de facturación y contratación.
- Necesidad de revisar los coeficientes de pérdidas conjuntamente con la revisión de los periodos horarios
- Necesidad de regular el tratamiento del fraude.
- Necesidad de reflexionar sobre el tratamiento del término de energía reactiva.
- Necesidad de disponer de un periodo de tiempo suficiente para implementar los cambios.
- Necesidad de coordinar las revisiones de peajes y cargos.