

INFORME SOBRE ANTEPROYECTO DE LEY POR LA QUE SE CREA EL FONDO NACIONAL PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Expediente núm.: IPN/CNMC/050/20

PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D^a. María Ortiz Aguilar
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D^a María Pilar Canedo Arrillaga
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai
D^a. Pilar Sánchez Núñez
D. Carlos Aguilar Paredes
D. Josep Maria Salas Prat

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 13 de enero de 2021

Vista la solicitud de informe remitida con fecha 16 de diciembre de 2020 por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITERD), en relación con el Anteproyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el Pleno acuerda emitir el siguiente Informe.

1. Antecedentes

El 16 de diciembre de 2020 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el “Anteproyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico” (en adelante, APL) remitido, junto con su

“Memoria de Análisis de Impacto Normativo” (MAIN) para que de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente.

Este APL tiene como objetivo establecer un nuevo sistema de reparto de los costes regulados asociados a la financiación de la retribución específica de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE) previstas en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, aportando las adecuadas señales para la electrificación de la economía y la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.

La Disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, el anteproyecto de Ley y la Memoria justificativa fueron remitidas el 17 de diciembre del 2020 al Consejo Consultivo de Electricidad y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCE y CCH, respectivamente) para alegaciones.

En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros de ambos Consejos Consultivos.

2. Descripción de la propuesta normativa

El anteproyecto de ley consta de un preámbulo y una parte dispositiva con tres capítulos (capítulo I-definición del Fondo; capítulo II-régimen presupuestario, económico-financiero, contable y de control y capítulo III-infracciones y sanciones), trece artículos, dos disposiciones transitorias, cuatro disposiciones finales y un anexo.

En el preámbulo del Anteproyecto se señala que su pretensión es lograr los objetivos de descarbonización de la manera más eficaz y eficiente posible. A tal efecto, el preámbulo señala como factores relevantes las señales de precios que reciben los consumidores y la certidumbre y seguridad en relación a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Por un lado, se considera necesario regular una nueva forma de financiar los costes fijos del sistema eléctrico. En particular, debe darse una adecuada señal de precios de todos los costes y beneficios asociados al suministro de electricidad. Tales señales, que resultarían de la nueva estructura y metodología de peajes y cargos que están desarrollando tanto el Ministerio como la CNMC, podrían verse

comprometidas por una serie de costes regulados de naturaleza fija que dificultan las decisiones eficientes de inversión y consumo de electricidad. De entre ellos destacan los costes fijos del régimen jurídico específico de las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos (RECORE), actualmente financiados, fundamentalmente, mediante los cargos del sistema eléctrico. El nuevo marco establece un reparto equitativo entre los diferentes vectores energéticos de los costes fijos vinculados a la transición energética.

Por otro lado, en el preámbulo del APL destaca que la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico resulta un elemento crítico para el éxito de la transición energética. En el contexto actual de apuesta por la generación renovable y salida de combustibles fósiles, se da una situación de contención de la demanda y caída de los precios de la energía. La caída de la demanda y de los precios de mercado ha deprimido los ingresos regulados por la vía de una menor recaudación de peajes de acceso y tributos de la Ley 15/2012. Las desviaciones transitorias podrán dar lugar a la aparición de déficit, que podría llevar aparejada una subida automática de los peajes y los cargos para los consumidores de electricidad. Lo anterior constata que el modelo de financiación del sistema eléctrico establecido del año 2012 es insuficiente en el actual contexto y no cabe esperar que sea válido en los próximos años.

En vista de lo anterior, se articula un nuevo sistema de reparto de los costes regulados asociados a la financiación del RECORE, que proporciona las señales adecuadas de precios de electricidad para fomentar la electrificación y garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico.

A tal fin en el artículo 1 se constituye un Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (en adelante, FNSSE o Fondo), sin personalidad jurídica, cuya finalidad será financiar las políticas de fomento de las energías renovables, la cogeneración y la valorización de residuos en cumplimiento de las obligaciones derivadas de la normativa comunitaria y nacional en el ámbito integrado de energía y clima. Asimismo, recoge el destino de los fondos.

El artículo 2 regula la organización, gestión y control del FNSSE.

El artículo 3 establece la naturaleza de las aportaciones del Fondo y dónde deberán ingresar dichas aportaciones los sujetos obligados. En particular, las dotaciones de dicho fondo son:

1. Las aportaciones de los operadores de los sectores energéticos
2. Las aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de las energías renovables establecidos en el apartado 1 de la disposición adicional quinta de la ley 17/2012.
3. Los recursos provenientes de fondos comunitarios, hasta un máximo del 10% de los ingresos anuales del Fondo.

4. Cualquier otra aportación distinta a las anteriores que se consigne, en su caso, en los Presupuestos Generales del Estado, hasta un máximo del 10% de los ingresos anuales del Fondo.

El artículo 4 establece quiénes son los sujetos obligados a aportar recursos a dicho Fondo y el criterio para establecer la cuota (proporcional a las ventas de energía/consumo de las contribuciones al mismo).

En los artículos 5 y 6 se establecen las exenciones que no serán computables dentro de las ventas de energía de los sujetos obligados y las compensaciones por los costes indirectos del mecanismo, respectivamente.

El artículo 7 determina el procedimiento y los plazos de pago de los sujetos obligados y la aplicación de las contribuciones al FNSSE.

Los artículos 8, 9, 10 y 11 tipifican las infracciones, las sanciones asociadas a las mismas, la prescripción de ambas y regula el procedimiento sancionador. Asimismo, el artículo 12 regula el importe de las sanciones, así como la naturaleza y las responsabilidades.

La disposición transitoria primera establece un período transitorio de 5 años para ir trasladando de manera lineal y gradual los costes de financiación de RECORE al FNSSE, permitiendo de esta forma la adaptación progresiva de los sujetos obligados y los consumidores de los distintos vectores energéticos. Durante este período transitorio la parte del coste del régimen retributivo específico no cubierta por el FNSSE seguirá financiándose con los cargos que pagan los consumidores de electricidad. Al final del periodo de 5 años, la totalidad de los costes objeto de la financiación por el FNSSE será asumida por éste, desapareciendo la contribución procedente de los cargos de los consumidores de electricidad.

La disposición transitoria segunda establece las previsiones necesarias para la aplicación inmediata de la ley en 2021 en tanto se desarrolla la oportuna norma de rango reglamentario.

En las disposiciones finales se establecen los siguientes aspectos:

- Primera: recoge los títulos competenciales al amparo de los cuales se dicta la ley.
- Segunda: habilita al Gobierno para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en esta ley y en particular los factores de conversión recogidos en el anexo.
- Tercera. elimina el apartado 5 del artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para que los ahorros derivados de este nuevo mecanismo de financiación del RECORE puedan trasladarse a los cargos del sistema eléctrico.

- Cuarta: establece la entrada en vigor

Por último, el anexo recoge los factores de conversión para los distintos combustibles del FNSSE que permitirán aplicar en 2021 el contenido de la ley.

3. Valoración general

El APL determina la constitución de un Fondo (FNSSE) para financiar los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE).

Dicho mecanismo supone un reparto de los costes regulados asociados a RECORE, con el objetivo de que la financiación de dichos costes, actualmente en su mayoría a través de los cargos que pagan los consumidores de electricidad, no sea un obstáculo a la electrificación de la economía española, objetivo necesario para lograr la descarbonización de la economía. Ello garantizando la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.

De acuerdo con el Plan Nacional Integrado de energía y clima 2021-2030 de 20 de enero de 2020, se prevé un aumento en la electrificación de la economía española de un 21,5% en 2030 con respecto a 2015, en cumplimiento de los objetivos establecidos por la Comisión Europea en el Pacto Verde por la Energía, en la Estrategia a largo plazo a 2050 y en el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

Para ello es esencial dar las señales de descarbonización adecuadas a los consumidores energéticos. Así, recientemente en las conclusiones del XXXV *European Electricity Forum*¹ se instó a la Comisión Europea y a los Estados Miembros a que eliminen barreras para la integración del sistema energético, haciendo mercados energéticos más integrados y asegurando que los componentes de precio no energéticos (impuestos y gravámenes) contribuyan a la descarbonización entre *energy carriers* incluyendo la consideración de gases renovables y bajos en carbono.

El Consejo de Reguladores energéticos europeos (CEER) ha puesto de manifiesto que los mercados energéticos se enfrentan a un cambio sin precedentes para lograr el reto de la descarbonización, salvaguardando la seguridad de suministro y la asequibilidad. Y destaca que, para cumplir los objetivos del *Paquete de Energía Limpia para todos los europeos*, los reguladores energéticos nacionales

¹ El Foro de Florencia es el principal evento que organiza la Comisión Europea con carácter anual en materia de electricidad, y en el que participan gobiernos, reguladores, transportistas, distribuidores y las principales asociaciones de empresas del sector eléctrico en Europa.

tienen el objetivo de eliminar todos los posibles obstáculos hacia una descarbonización eficiente y al mínimo coste.

Adicionalmente, el sector eléctrico va a ser receptor de un elevado volumen de inversiones, así como de ayudas europeas que se destinarán a proyectos de descarbonización dentro del paquete de recuperación y resiliencia de la Unión Europea.

En este sentido se hace necesario establecer un sistema de financiación de RECORE que proporcione una señal de certidumbre a los inversores sobre la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.

Respecto a la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, por la parte de los costes, tanto la CNMC como el Ministerio para la Transición energética y el reto demográfico han realizado ajustes en las retribuciones de actividades reguladas para el nuevo periodo regulatorio 2020-2025, trasladándose a los consumidores una parte de las eficiencias obtenidas en los costes de las empresas reguladas.

Respecto a la financiación de RECORE, en la actualidad, esta se realiza a través de los cargos –siendo ésta la principal partida de los cargos que pagan los consumidores de electricidad-, de la recaudación de los tributos medioambientales de la Ley 15/2012 y de los ingresos de las subastas de CO₂.

Este mecanismo de financiación de RECORE vigente en la actualidad proporciona señales contrarias a la electrificación de la economía española –a la sustitución de consumos energéticos derivados de combustibles fósiles por consumo de electricidad-, debido a los elevados costes fijos que son trasladados a los precios finales de consumo de electricidad.

El modelo hasta ahora vigente se basa en la obtención de unos ingresos derivados de un sistema de precios relativamente altos del mercado de producción de electricidad, e incrementos sostenidos de la demanda. La moderación de la demanda, acentuada por la crisis del COVID19 y también por un mayor impulso de la eficiencia energética, así como una mayor penetración de energías renovables que contribuirán a la bajada de precios de producción de electricidad, lleva a que sea necesario buscar un mecanismo de financiación de RECORE coherente con el modelo de descarbonización, y que proporcione certidumbre respecto al equilibrio económico-financiero del sistema eléctrico.

Por el contrario, un mantenimiento del sistema de financiación de RECORE en vigor conllevará de forma estructural² a elevar los cargos que pagan los

² En la exposición de motivos de la APL se pone de manifiesto el componente estructural de cierre del sistema eléctrico, estimando en su escenario central para 2020 un déficit de 1.500 M€, teniendo

consumidores de electricidad actuales, particularmente domésticos y Pymes, y/o a generar un mayor endeudamiento futuro del sistema eléctrico, lo que es incoherente con la electrificación para lograr una economía más descarbonizada y con la necesidad de dar certidumbre para atraer cuantiosas inversiones que va a requerir la transición energética en el sector eléctrico.

En consecuencia, el mecanismo de financiación de RECORE establecido en el APL proporciona una señal de precio de energía más adecuada que la del modelo vigente y garantiza la sostenibilidad del sistema eléctrico, elementos necesarios para la descarbonización de la economía.

Dicho mecanismo da respuesta a la preocupación señalada por la CNMC en su IPN/CNMC/017/20³, en relación a la necesidad de abordar con la máxima celeridad la financiación de los cargos que pagan los consumidores de electricidad debido a la importancia de la cuantía de los mismos (mayor que la de peajes), determinantes, en definitiva, de la señal de precio final de los consumidores de electricidad, con impacto sobre el bienestar social y la transición energética.

La CNMC considera que es necesario hacer una reflexión sobre la naturaleza de los cargos que pagan los consumidores de electricidad y sobre cómo impactan entre los distintos consumidores de energía eléctrica, especialmente ante un escenario de incipiente riesgo de nuevo déficit del sistema eléctrico y donde el consumidor de electricidad en España paga unos precios finales superiores a los de otros países del entorno europeo.

Esta preocupación, sobre cómo generar eficiencias en el sistema eléctrico en relación a la financiación de los cargos que pagan los consumidores de electricidad, en lugar de otras fuentes de financiación, fue puesta de manifiesto por la extinta Comisión Nacional de Energía, entre otros informes, en su Informe sobre el sector energético de 2012⁴, por la propia CNMC en sus informes de

en cuenta la liquidación definitiva de 2019, con cierre en equilibrio únicamente después de la aplicación de una parte del saldo remanente de la cuenta de superávit del sistema eléctrico.

³ Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

⁴ La exclusión parcial de la financiación del sistema eléctrico de alguna de sus partidas, se propuso en el Informe sobre el sector energético español, de 7 de marzo de 2012, Parte I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, sobre las medidas de externalización de costes de los peajes de acceso eléctricos, en su punto 3.2 se propone la “financiación de las primas de Régimen Especial parcialmente con cargo a sectores responsables del consumo de combustibles fósiles o alternativamente a través de PGE”.

“Debido a que el sector del calor y frío (gas natural y otros) y el de los productos petrolíferos destinados al transporte no alcanzarán una participación del 20% de renovables en su consumo final y, por otra parte, el sector eléctrico superará ese porcentaje hasta alcanzar un 38%, cabría repartir el coste de la prima de las renovables del sector eléctrico correspondiente al exceso sobre

supervisión del mercado eléctrico⁵, así como por distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, tal y como señala la MAIN que acompaña al APL, puesta de manifiesto por distintos agentes en los procesos de consulta del PNIEC, y del APL de cambio climático y transición energética.

La CNMC considera que queda margen para lograr una mayor eficiencia en los mercados energéticos, a partir de un sistema de financiación de las actividades reguladas del sistema eléctrico que mejore las señales de precios a los usuarios y reduzca las distorsiones en los mercados. En este sentido el mecanismo introducido en el APL proporciona señales, más adecuadas que las que proporciona el modelo vigente, hacia la electrificación y descarbonización de la economía, de la mejora del consumo de electricidad respecto al consumo final de combustibles fósiles, lo que a su vez contribuirá a mejorar la competitividad de las empresas y de la economía española en su conjunto y, en definitiva, a avanzar en la transición ecológica. en la que como país estamos implicados.

Por tanto, en un contexto de transición energética en el que el conjunto del país, y no solo el sector eléctrico, es el sujeto de los compromisos climáticos, este modelo de financiación de las energías RECORE introducido en el APL está más próximo al uso final de la energía y da señales más adecuadas en precios que las del modelo vigente.

Otras alternativas de financiación diferentes a las introducidas en el APL abarcan desde la financiación a través de los Presupuestos Generales del Estado - alternativa que, en todo caso no trasladaría ninguna señal del coste de la descarbonización que pretende financiar el Fondo, en los precios finales de los

el 20%, sobre el resto de los sectores, debido a que el cumplimiento de dichos objetivos responde a una política energética global, y por tanto la financiación de su extracoste no debería afectar en exclusiva a los consumidores eléctricos.

(...)

Debido al elevado coste que supone la retribución de la prima equivalente del régimen especial, la dificultad de su financiación con cargo a las tarifas de acceso (teniendo en cuenta el desequilibrio económico actual del sistema eléctrico), así como la necesaria revisión de los incentivos de eficiencia de la actual regulación, procede revisar la regulación existente, para poder alcanzar los objetivos previstos en el recientemente aprobado Plan de Energías Renovables, minimizando los costes asociados. Asimismo, cabe la posibilidad de contemplar otras nuevas fuentes de financiación de la prima equivalente adicionales a la vigente (exclusivamente basada en la tarifa de acceso de electricidad)".

⁵ Informe de supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica. Año 2015. cnmc.es/expedientes/isde02516. Apartado 6.3: "con el fin de evitar su impacto en el mercado de electricidad, cabría eliminar el impuesto sobre el valor de la producción y los impuestos sobre el consumo de carbón y de gas natural sustituyéndolos por una tasa sobre el consumo de todos los productos energéticos, de tal forma que no se vea perjudicado el equilibrio presupuestario, y el esfuerzo de financiación de las energías renovables sea repartido entre todos los sectores de manera equitativa. El diseño de esta tasa debería realizarse internalizando el impacto medioambiental de cada una de las tecnologías con el fin de favorecer el desarrollo de las tecnologías renovables."

consumidores de energía -, hasta una reforma integral de la fiscalidad energética y medioambiental basada, entre otros tributos, en una tasa al CO₂, o la contribución del conjunto de usos finales de energía, atendiendo a su factor de emisión de CO₂.

Cabe señalar que en el APL el criterio de reparto de los costes para calcular las aportaciones al Fondo es homogéneo, proporcional a las ventas de los comercializadores y consumo de los consumidores directos. La aplicación de un criterio de reparto -en función de emisiones de CO₂ asociadas a las ventas-consumos energéticos- proporcionaría una señal más robusta hacia los objetivos medioambientales, aunque penalizaría aún más a las comercializadoras de productos petrolíferos y gasistas respecto al criterio de proporcionalidad establecido en el APL.

Otras alternativas de financiación no consideradas en el APL, tales como una posible subida del Impuesto sobre el Valor de la Producción, que afecta a todas las tecnologías de generación eléctrica por igual, ha sido criticada repetidamente por la CNMC por su impacto, en alguna medida, en la formación de precios del MIBEL.

Por otra parte, el recorrido recaudatorio de los ingresos por subastas de CO₂ con destino a la financiación de RECORE, tienen una tendencia decreciente en el tiempo debido a la menor demanda de derecho por el cierre acelerado del carbón y la retirada de derechos programada. Por otra parte, se estaría aplicando un importe de máximos (1.000 M€) en los dos últimos ejercicios.

En definitiva, si bien se considera que el mecanismo del APL es una solución más adecuada de financiación de RECORE que la situación vigente, la solución óptima a medio plazo, teniendo en cuenta sus efectos redistributivos, tendría que dirigirse hacia una reforma global de la fiscalidad energética y medioambiental que, teniendo en cuenta todos los consumos energéticos –no solamente el eléctrico- aplique el principio de *“quien contamina, paga”*, proporcionando las señales adecuadas para la descarbonización de la economía, a todos los consumos energéticos.

La implementación de una fiscalidad medioambiental aplicada sobre los productos energéticos va a jugar un papel fundamental en la transición hacia un sistema energético descarbonizado. Se trata de internalizar adecuadamente los daños medioambientales asociados a cada producto energético, de tal forma que los agentes incorporen dichos costes en sus procesos de decisión. Dicha implementación redundará en una mejora de las señales de precios que llegan a los consumidores y contribuirá a la lucha contra el cambio climático. Será necesario, por otra parte, analizar los efectos sobre los precios finales que pagan los consumidores por distintos productos energéticos, y acompasar la introducción

de la citada fiscalidad teniendo en cuenta la situación económica actual originada por la crisis sanitaria del COVID 19.

Esta Comisión ha destacado en el IPN/CNMC/017/20 la necesidad de realizar una reforma integral de la fiscalidad energética y medioambiental basada, entre otros tributos, en una tasa al CO₂, o la contribución del conjunto de usos finales de energía, atendiendo a su factor de emisión de CO₂.

En esta línea, el informe elaborado por la Comisión de Expertos de Transición Energética en abril de 2018 proponía la sustitución de los actuales impuestos que gravan el consumo de energía por impuestos que internalicen los daños ambientales y que graven el impacto ambiental asociado a la generación y consumo de energía, a través de las emisiones de CO₂ a la atmósfera y otros contaminantes (SO₂, NO_x, partículas, etc.), estableciendo un marco de responsabilidad medioambiental que responda al principio de “*quien contamina, paga*” recogido en la Directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales.

Por otra parte, la Comisión Europea en su Revisión de la aplicación de la política medioambiental de España del año 2019⁶ señaló que España sigue siendo uno de los Estados miembros de la Unión Europea con los impuestos medioambientales más bajos, como se observa en el siguiente gráfico, y que se debería considerar todo el potencial de la fiscalidad medioambiental, así como aplicar un enfoque coherente en todo el país, a fin de obtener beneficios ambientales, económicos y sociales⁷⁸.

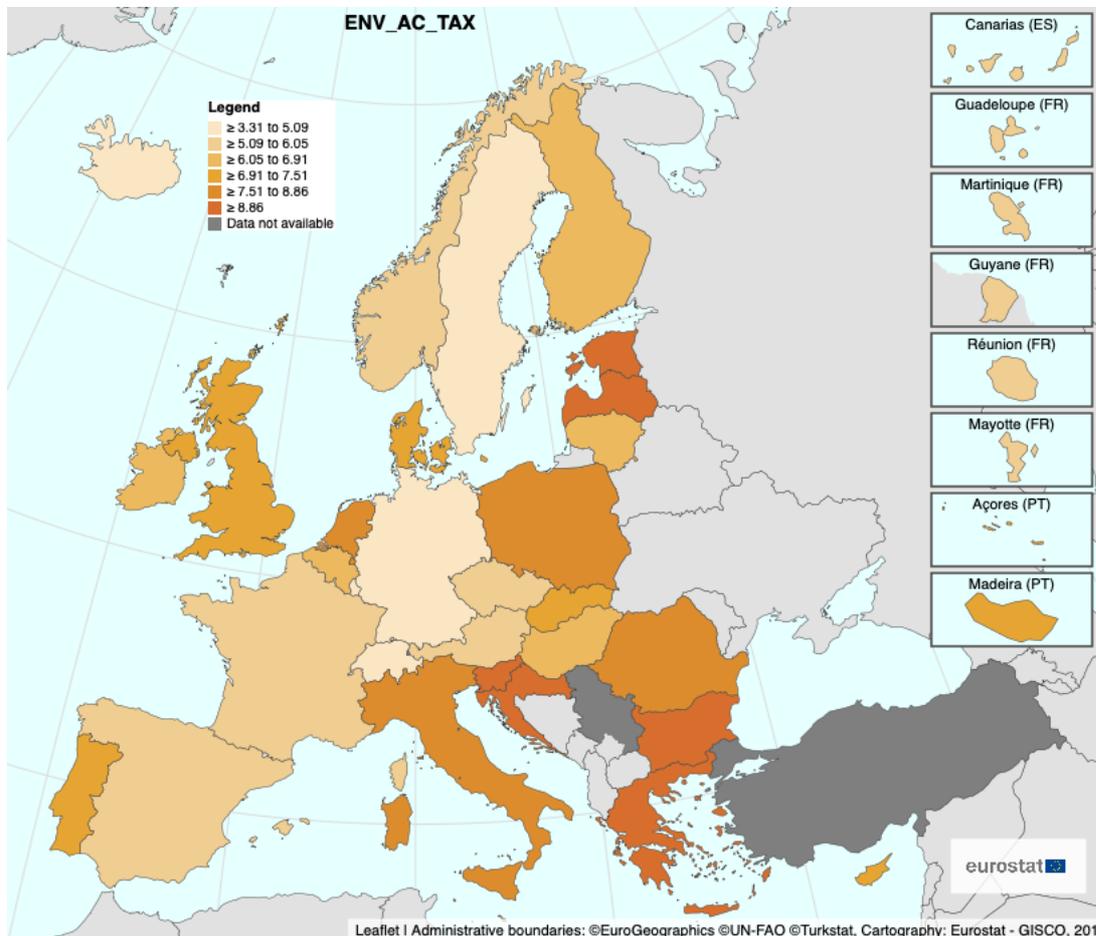
⁶ Disponible en https://ec.europa.eu/environment/eir/pdf/report_es_es.pdf

⁷ Disponible en

<http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/prensa/ficheros/noticias/2018/PNR2019.pdf>

⁸ En este sentido, en el programa nacional de reformas del año 2019 se señala “*Por otra parte, España debe también impulsar el desarrollo de la fiscalidad medioambiental o fiscalidad verde, promoviendo un mayor alineamiento de la fiscalidad con el impacto medioambiental de la actividad económica y avanzando así en un ámbito en el que España se ha quedado atrás en comparación con otros países de su entorno. Se trata de generar los incentivos adecuados para el impulso de la transición ecológica, buscando promover formas de producción y consumo medioambientalmente sostenibles [...]*”.

Gráfico 1. Porcentaje de impuestos medioambientales respecto del total de ingresos procedentes de impuestos y cotizaciones sociales (excluidas cotizaciones sociales imputadas). Año 2019



Fuente: Eurostat, fecha de extracción: 20 de diciembre de 2020.

4. Consideraciones generales

4.1. Liquidaciones de las actividades RECORE

Tal y como recoge en la Exposición de motivos del APL y en el propio articulado, el objetivo de la creación del FNSSE es la financiación total o parcial de la retribución RECORE. En particular, el artículo 1.2 establece que “*el FNSSE se destinará a la financiación parcial o total de los costes del régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos regulado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, configurándose por tanto en ingreso del sistema eléctrico de acuerdo con lo establecido en el artículo 13.2 de la Ley 24/2013*”.

En coherencia con lo anterior, en el artículo 4 se establece que el FNSSE obtendrá ingresos, entre otros, de las aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de las energías renovables, cogeneración y residuos, a que hace referencia el apartado 1 de la Disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013. En particular, la citada Disposición adicional establece que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y los ingresos estimados de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, hasta un máximo del 90%.

En la actualidad, la CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 2017/1997 y en la Ley 24/2013, para cada ejercicio realiza 14 liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la liquidación de cierre de cada año. Cada una de estas liquidaciones, debido al sistema acumulativo utilizado en el proceso, corrige y anula la liquidación efectuada anteriormente. Asimismo, si en cada una de estas liquidaciones provisionales aparecen desviaciones transitorias entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, dichas desviaciones son soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual, exceptuando a los titulares de deuda del sistema eléctrico.

Tal y como está diseñado el sistema actual de liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico, se realiza una única liquidación en la que se engloban todos los ingresos del sistema (entre otros, los peajes de acceso, los cargos, los impuestos recaudados de los tributos de la Ley 15/2012 y la recaudación de las subastas de derechos de emisión de CO₂) para financiar todos los costes del sistema (entre otros la retribución del transporte, la retribución de la distribución y la retribución RECORE). Por tanto, cuando en una liquidación concreta los ingresos totales del sistema no son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, estas desviaciones son financiadas por todos los sujetos del sistema a través del denominado coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que se pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación correspondiente⁹. Así un bajo coeficiente de cobertura -con respecto a valores históricos- afecta transitoriamente a la liquidez de los agentes sujetos a las liquidaciones de sus actividades reguladas.

Teniendo en cuenta el procedimiento vigente de liquidaciones del sistema eléctrico, será relevante, por una parte, acompasar las contribuciones al Fondo, y

⁹ Salvo por los titulares de deuda del sistema eléctrico que tienen preferencia en el pago y no están sujetos al coeficiente de cobertura.

en particular, en términos anuales, que la primera aportación trimestral se transfiera a la cuenta del sistema de liquidaciones del sistema eléctrico de la CNMC antes de la primera liquidación del sistema eléctrico (antes del 1 de marzo)¹⁰ a efectos de mantener -e incluso mejorar- el flujo de ingresos que financian todas las actividades reguladas del sistema eléctrico y no alterar el coeficiente de cobertura de los agentes afectados. Esta coherencia entre las distintas fuentes de ingresos, deberá analizarse también en 2021 si la obligación de aportación entra en vigor durante el año. En su caso se podrá revisar el procedimiento de liquidaciones a efectos de asegurar que los ingresos del FNSSE están destinados a la financiación de la retribución RECORE, conforme a lo establecido en el propio APL.

Por otra parte, al final del periodo transitorio de 5 años, el APL plantea que RECORE será financiado únicamente con los ingresos del Fondo, y en ninguna cuantía por los cargos de los consumidores de electricidad. Por ello, podría plantearse que en el propio APL se establezca que al final de dicho periodo transitorio, el coste de RECORE deje de ser considerado un coste del sistema eléctrico establecido en la Ley 24/2013, y pase a ser denominado un coste del sistema energético en su conjunto. Ello independientemente de que la CNMC continúe siendo el órgano liquidador y continúe liquidando a los titulares de las instalaciones de producción sujeta a RECORE. En todo caso, el mecanismo del Fondo deberá garantizar la suficiencia de ingresos con las obligaciones de financiación de los titulares de las instalaciones sujetas a RECORE.

4.2. Señales de precios de los peajes de acceso

En el citado *“Informe sobre la Propuesta Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico”* se señalaba que la asignación propuesta mantenía la asignación implícita en los peajes vigentes y se sugería reflexionar sobre si dicha asignación reflejaba adecuadamente los costes, induciendo a comportamientos eficientes.

El APL tiene por objeto la modificación del mecanismo de financiación de la retribución RECORE de manera que los esfuerzos asociados a la transición energética sean asumidos por todos los sectores energéticos y no únicamente por el sector eléctrico, a la vez que se facilita el traslado de las señales a todos los agentes.

Cabe señalar que la retribución RECORE, una vez deducidos los ingresos externos a peajes y cargos, representa en la actualidad, aproximadamente, el 50% de los costes asignados a los cargos.

¹⁰ En el APL la primera aportación a la cuenta de la CNMC se realiza el último día del mes de febrero de cada año.

El traslado progresivo de la financiación de la retribución RECORE al FNSSE, tiene un impacto relevante sobre la evolución de los cargos que pagan los consumidores de electricidad, lo que unido a la reducción de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, motivada por la aprobación de las Circulares 5/2019 y 6/2019, proporcionará una señal de precios cada vez más acorde con la proporcionada en los peajes de acceso de redes de electricidad según la metodología que establezca la CNMC.

4.3. Sobre el cierre del ejercicio 2020

Ni en el APL ni en la MAIN que le acompaña se aborda expresamente el tratamiento singular que habría de otorgarse al cierre de las liquidaciones del ejercicio 2020, pese a que en la propia exposición de motivos del APL se señala que *“si el déficit final del ejercicio 2020 alcanzara los 1.500 millones de euros, que representa un escenario central de acuerdo con las mejores estimaciones disponibles en la actualidad, la parte regulada de la factura se incrementaría cerca del 15% para las PYMES, un 10% para la industria y los consumidores domésticos y un 7% para la gran industria electrointensiva”*.

Ante dicha estimación, teniendo en cuenta que dicho déficit tiene carácter puntual, y dado que salvo disposición en contrario habría de cerrarse 2020 conforme al modelo hoy vigente previsto en la LSE, para proporcionar certidumbre sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico el APL, se considera que se podría incluir una disposición adicional, que exprese un reconocimiento total o parcial del déficit que se registrara en su caso, como coste del sistema eléctrico. De lo contrario, se podría incurrir en un déficit en exceso del límite del 2% previsto en el artículo 19.2 de la LSE, que debiera traducirse en un incremento automático de los cargos, con el consecuente impacto sobre los consumidores de electricidad en el contexto actual de crisis económica originado por la COVID19. Ello en tanto dicha cifra (1.500 M€) supera los límites previstos en el artículo 19.2 de la Ley 24/2013.

4.4. Distribución de las aportaciones al FNSSE entre los sectores energéticos

La MAIN que acompaña al APL prevé que la distribución de las aportaciones al FNSSE entre los sectores de electricidad, gas y productos petrolíferos, dependa de su peso relativo en las ventas de productos energéticos en cada momento, y con una progresión gradual y lineal desde su puesta en marcha. Asumiendo que comienza en 2021 (año completo) y que se mantiene un reparto en el “mix” energético como el actual, la MAIN contempla que la aportación del sector de electricidad (6,30%), del gas (4,96%) y de productos petrolíferos (8,74%) llegue a ser en 2025 del 31,50%, 24,80% y 43,70%, respectivamente.

El criterio de reparto planteado en el APL es proporcional al volumen de ventas de productos energéticos por parte de las comercializadoras, operadoras al por mayor y distribuidoras de GLP y productos petrolíferos, así como al consumo de dichos productos energéticos por parte de los consumidores directos de electricidad y gas natural y de los consumidores de productos petrolíferos en la parte no suministrada por operadores al por mayor o por distribuidoras al por menor. Por Orden ministerial se establecerán anualmente las aportaciones por unidad de energía suministrada de los sujetos obligados.

Se señala que el porcentaje estimado en la MAIN para el sector eléctrico del 31,50%, es superior al peso que representa este sector en el consumo de energía final estimado para el año 2020 según información del PNIEC (26% del consumo de energía final (descontado en el consumo de energía final la contribución de las energías renovables de uso final), lo que podría deberse a la consideración de los porcentajes finales, una vez que se han tenido en cuenta las exenciones que establece el propio APL, o a los factores de conversión utilizados.

Cuadro 1. Evolución del consumo de energía final sin incluir usos no energéticos (ktep)

Sector	GWh	Porcentaje PNIEC	Porcentaje MAIN de APL
Carbón	1.440	2,0%	0,0%
Productos petrolíferos	41.930	53,0%	43,7%
Gas Natural	15.119	19,0%	24,8%
Electricidad	20.534	26,0%	31,5%
Total	79.023	100,0%	100,0%

Fuente: PNIEC y APL.

4.5. Efectos redistributivos

4.5.1. Impacto sobre los consumidores de productos energéticos

La modificación del mecanismo de financiación de la retribución RECORE tendrá un impacto en el precio final de los consumidores de energía, en la medida en que las comercializadoras de gas, electricidad, operadores al por mayor y distribuidoras de GLP y productos petrolíferos, trasladen dicho coste o una parte del mismo al precio final que paga el consumidor. Adicionalmente, el impacto de la aportación al Fondo por parte del consumidor directo es inmediato.

Impacto en el precio final de los consumidores eléctricos

En la actualidad, la financiación de RECORE procede, fundamentalmente de los peajes de acceso de los consumidores de electricidad y a partir de 2021 está

prevista su financiación a través de los cargos, una vez que entren en vigor las metodologías de peajes de redes de la CNMC y de cargos del Gobierno.

Por lo tanto, el impacto del mecanismo del APL sobre los precios del consumidor de electricidad es doble. Por una parte, reduce de forma progresiva el coste asignado a los cargos de los consumidores eléctricos y, por otra parte, la totalidad del coste, o una parte del mismo, de las aportaciones de la comercializadora de electricidad por la electricidad vendida al consumidor, pasarán a ser recuperadas a través del componente del coste de la comercialización en lugar de los peajes y cargos que pagan los consumidores de electricidad. El impacto final sobre los precios finales de los consumidores dependerá, en definitiva, de cómo trasladen los comercializadores el coste de las aportaciones al Fondo a los precios finales de los consumidores y de la estructura de la factura eléctrica de los consumidores (esto es, la proporción de la factura que se dedica a energía, peajes y cargos).

Al objeto de analizar el impacto de la modificación del mecanismo de financiación establecida en el APL en los precios finales de los consumidores eléctricos se ha calculado de forma estática, cuál sería la facturación por el suministro de electricidad de consumidores medios (sin impuestos ni margen de comercialización) asociados a distintos grupos tarifarios¹¹ en 2025, distinguiendo entre consumidores electrointensivos y el resto de consumidores de electricidad, con base en la información individualizada disponible en la base de datos de liquidaciones SINCRO.

Se han aplicado los importes que figuran en la MAIN del APL a recaudar de los comercializadores en concepto de FNSSE, suponiendo que dichas aportaciones

¹¹ Se estima la factura media del consumidor medio en cada grupo tarifario, partiendo de un escenario de demanda para 2021. Se ha extrapolado el porcentaje de potencia y energía por grupo tarifario y periodo que supusieron los consumidores electrointensivos en el ejercicio 2019, al año 2021. A los efectos de identificar a los consumidores electrointensivos se han considerado los requisitos establecidos en el artículo 3 de Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, con la excepción del requisito relativo al cociente entre el consumo anual y valor añadido bruto de la instalación, por no disponerse de dicha información. Se aplican los peajes y cargos estimados para 2021 con las metodologías de la Circular de la CNMC para peajes y de la propuesta de RD para los cargos. La facturación por pagos de capacidad resulta de aplicar los precios incluidos en la MAIN que acompaña a la propuesta de Real Decreto de cargos. Asimismo, se han considerado las pérdidas estándares establecidas en el artículo 11 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. La facturación de la energía en el mercado correspondiente a 2019, resultante de aplicar el coste horario de energía en el mercado organizado para Comercializadoras en Mercado Libre y Consumidores Directos a Mercado Libre publicado en la página web de la CNMC, a la curva de carga horaria en b.c. del peaje correspondiente. A los efectos anteriores la curva de carga de cada grupo tarifario se ha obtenido distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los que se han considerado los perfiles finales publicados por REE en su página web.

incluyen tanto la financiación de la retribución RECORE como las compensaciones, en coherencia con lo establecido en el artículo 1 del APL.

Se realiza un ejercicio estático para comparar el efecto final en la factura de dos impactos: la eliminación progresiva de los cargos para financiar RECORE desde 2021 a 2025, y suponiendo el escenario menos competitivo, la traslación total de las aportaciones de las comercializadoras al Fondo, directamente al margen comercial que se repercute en el precio final del consumidor. Esto es, se supone que la traslación de la aportación que deben realizar las comercializadoras se efectúa de forma inmediata y por la totalidad de la aportación. El resto de componentes de la factura del consumidor se mantiene constante en dichos cálculos.

En el Cuadro 2 se muestra la facturación estimada por el suministro de electricidad para el consumidor medio de cada grupo de peaje de la metodología de la CNMC (distinguiendo entre consumidores electrointensivos y resto), considerando las aportaciones a realizar desde 2021 a 2025. Se observa que, bajo las hipótesis anteriores, el mecanismo introducido en el APL tiene un impacto desigual entre los colectivos de consumidores de electricidad.

Según este cálculo, en 2025 la factura eléctrica de los consumidores medios conectados en baja tensión se reducirá entre el 9% y el 11% (entre 11 €/MWh y 17 €/MWh). Asimismo, la factura eléctrica de los consumidores electrointensivos se reducirá entre el 2% y el 5% a (entre 1 €/MWh y 7 €/MWh) dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados, con reducciones menores cuanto mayor sea la tensión de conexión. Por el contrario, la factura eléctrica del resto de consumidores no electrointensivos conectados en alta tensión (peajes 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD) aumentará entre el 5% y un 7% (entre 3 €/MWh y 5 €/MWh).

Dichos resultados en los precios finales de consumidores de electricidad pueden sorprender. Se explicarían porque la imputación realizada de este cargo según la metodología de la propuesta de RD de cargos de electricidad es proporcionalmente superior para los consumidores más inelásticos (domésticos) e inferior para los consumidores cuya demanda es más elástica al precio (PYMES e Industria). Sin embargo, el mecanismo que introduce el APL sobre las aportaciones del comercializador al Fondo (y que en este ejercicio se supone que se trasladada en su totalidad al consumidor), aplica un reparto que es uniforme para todos los consumidores de productos energéticos, proporcional a los kWh suministrados.

Cuadro 2. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio de 2021 en el caso de aplicar el anteproyecto de la ley.

Peaje T&D	€/MWh						Tasa de variación sobre periodo anterior					2025 vs 2021 (sin fondo)	
	Año 2021 (sin FNSSE)	Año 2021 (con FNSSE)	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2021 (con fondo)	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	€/MWh	Año 2025
2.0 TD	159,2	155,8	152,3	148,9	145,5	142,0	-2,2%	-2,2%	-2,3%	-2,3%	-2,4%	-17,15	-10,8%
3.0 TD	118,1	116,0	113,8	111,7	109,6	107,4	-1,8%	-1,8%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-10,68	-9,0%
6.1 TD	92,5	92,1	91,7	91,3	90,8	90,4	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-2,14	-2,3%
Electrointensivos	84,1	82,7	81,4	80,0	78,6	77,2	-1,6%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-1,8%	-6,90	-8,2%
Resto	93,3	92,9	92,6	92,2	91,9	91,5	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-1,73	-1,9%
6.2 TD	70,6	70,6	70,7	70,7	70,8	70,9	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,29	0,4%
Electrointensivos	73,2	72,4	71,6	70,9	70,1	69,3	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-3,86	-5,3%
Resto	68,8	69,4	70,0	70,7	71,3	71,9	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	3,15	4,6%
6.3 TD	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,03	0,0%
Electrointensivos	65,1	64,6	64,0	63,5	63,0	62,4	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,9%	-2,68	-4,1%
Resto	66,6	67,3	68,0	68,7	69,5	70,2	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	3,58	5,4%
6.4 TD	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,00	0,0%
Electrointensivos	58,9	58,7	58,5	58,3	58,0	57,8	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-1,06	-1,8%
Resto	62,3	63,3	64,4	65,4	66,4	67,4	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	5,05	8,1%
Total	111,7	110,1	108,6	107,0	105,5	103,9	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,5%	-1,5%	-7,77	-7,0%

Fuente: CNMC.

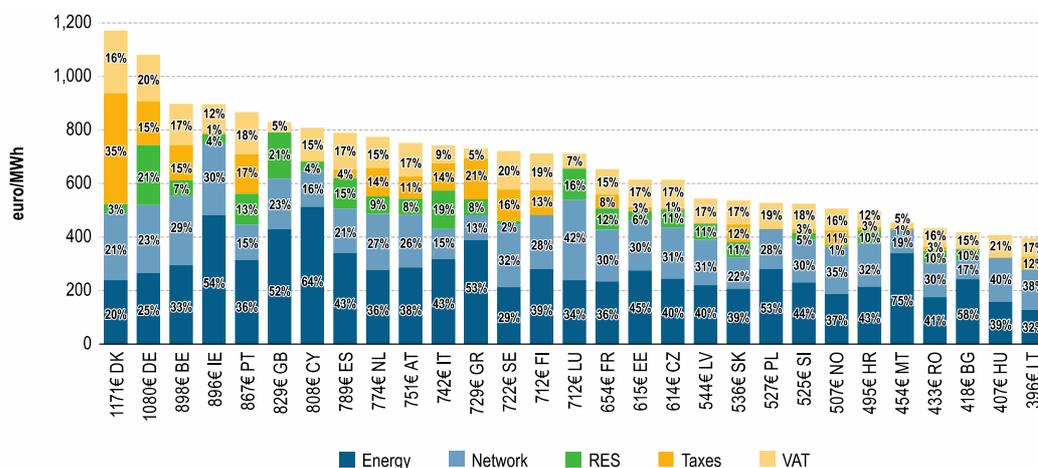
No se incluyen ni impuestos ni margen de comercialización. Se supone un pass-through inmediato y total de las aportaciones al FNSEE de las comercializadoras al precio final. Dicho coste se imputa en el coste de la energía.

Como se ha indicado, las variaciones anteriores son el resultado de combinar (i) la reducción en la facturación media de los cargos, homotética para todos los grupos tarifarios, y (ii) las cantidades a aportar al fondo, que dependen de la energía consumida. En consecuencia, serán los consumidores para los que la energía tenga un mayor peso en la factura y que no cumplan las condiciones para acogerse a las excepciones establecidas en el APL, los que obtendrán un efecto de subida de precios. Así, los consumidores acogidos al peaje 6.4TD sin derecho a compensación para los que el coste de energía representa el 75% de su factura y únicamente el 25% representa el coste del peaje y cargo, serían los más afectados por la modificación del mecanismo de financiación de la retribución RECORE, suponiendo que el comercializador traslada el 100% de su aportación por kWh vendido al consumidor.

En conclusión, se considera que el mecanismo de compensaciones que se establezca deberá resolver dichos posibles impactos en los precios para no afectar a la competitividad de la industria.

En el siguiente gráfico se muestra el desglose del coste del suministro de las ofertas de electricidad del incumbente al consumidor doméstico de electricidad, según el análisis de ACER en noviembre-diciembre de 2019. Como se observa, España se sitúa en octava posición con un coste total de 798 €/año.

Gráfico 2. Desglose del coste del suministro de las ofertas estándar de electricidad del incumbente para el consumidor doméstico de electricidad en capitales europeas – noviembre/diciembre 2019



Fuente: ACER-CEER Market Monitoring Report (MMR) 2019
https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx#tab_list

Según el ejercicio estático presentado a 2025, como consecuencia de la aplicación del contenido del APL, la factura de dicho consumidor se reducirá hasta los 712 €/año, lo que haría que se bajaran 5 puestos.

En el caso de los consumidores tipo industriales se han utilizado las estadísticas de Eurostat^{12 13}.

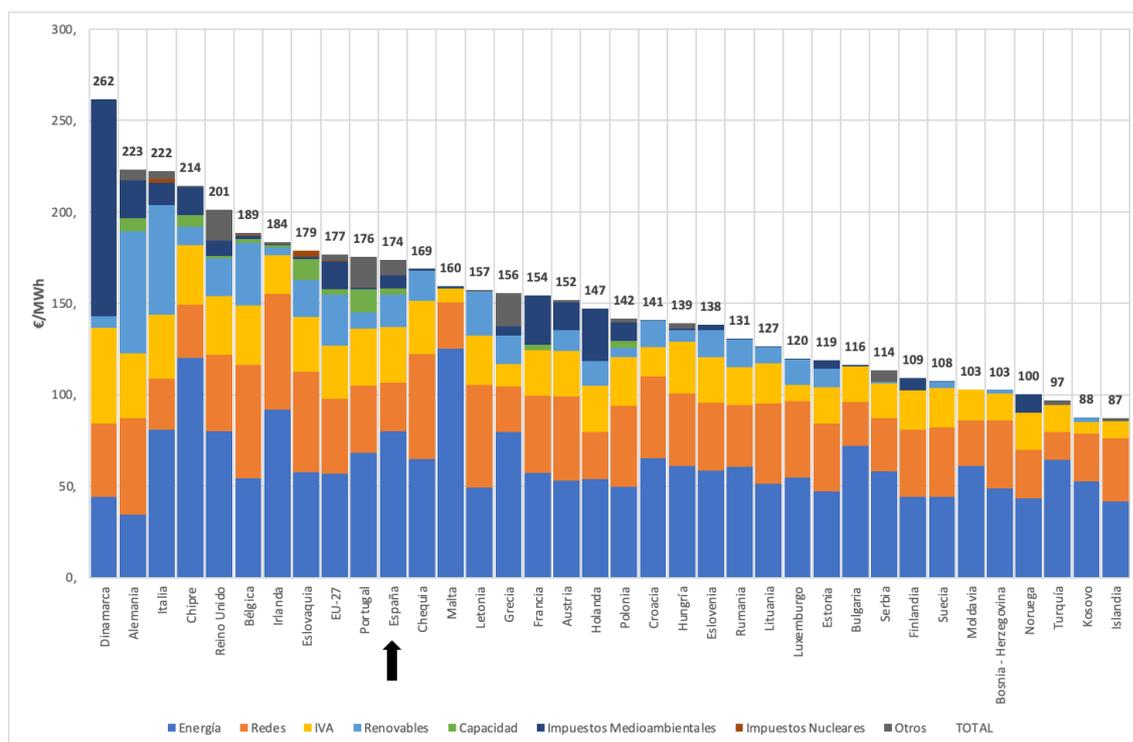
La Banda IA (Consumo anual inferior a 20 MWh), es la de menor consumo, por lo que en la misma estarían caracterizados los consumos tipo de las pymes, esto es, consumidores acogidos a los peajes 3.0 TD y 3.1 TD. En el siguiente gráfico se muestra el desglose por componentes del precio de la electricidad incluidos impuestos. Como se puede observar, España es el décimo país con el precio más alto, situándose por debajo de la media de los 27. Si se considera que en dicha banda se encuentran acogidos de forma mayoritaria los consumidores con el

¹² Eurostat publica los precios en función del consumo anual, por lo que no existe una correspondencia directa entre los impactos calculados anteriormente (que dependen del peaje al que se encuentran acogidos los consumidores y de que sean consumidores electrointensivos o no) y las bandas de consumo consideradas por Eurostat.

¹³ Eurostat considera las siguientes bandas de consumo para consumidores industriales: Band-IA: Consumo anual inferior a 20 MWh
 Band-IB: Consumo anual entre 20 y 500 MWh
 Band-IC: Consumo anual entre 500 and 2 000 MWh
 Band-ID: Consumo anual entre 2 000 and 20 000 MWh
 Band-IE: Consumo anual entre 20 000 and 70 000 MWh.
 Band-IF: Consumo anual entre 70 000 and 150 000 MWh.
 Band-IG: Consumo anual superior a 150 000 MWh.

peaje 3.0 TD, el precio final pasaría desde los 174 €/MWh hasta los 158,34 €/MWh, lo que supondría que se bajarían dos puestos en dicho ranking.

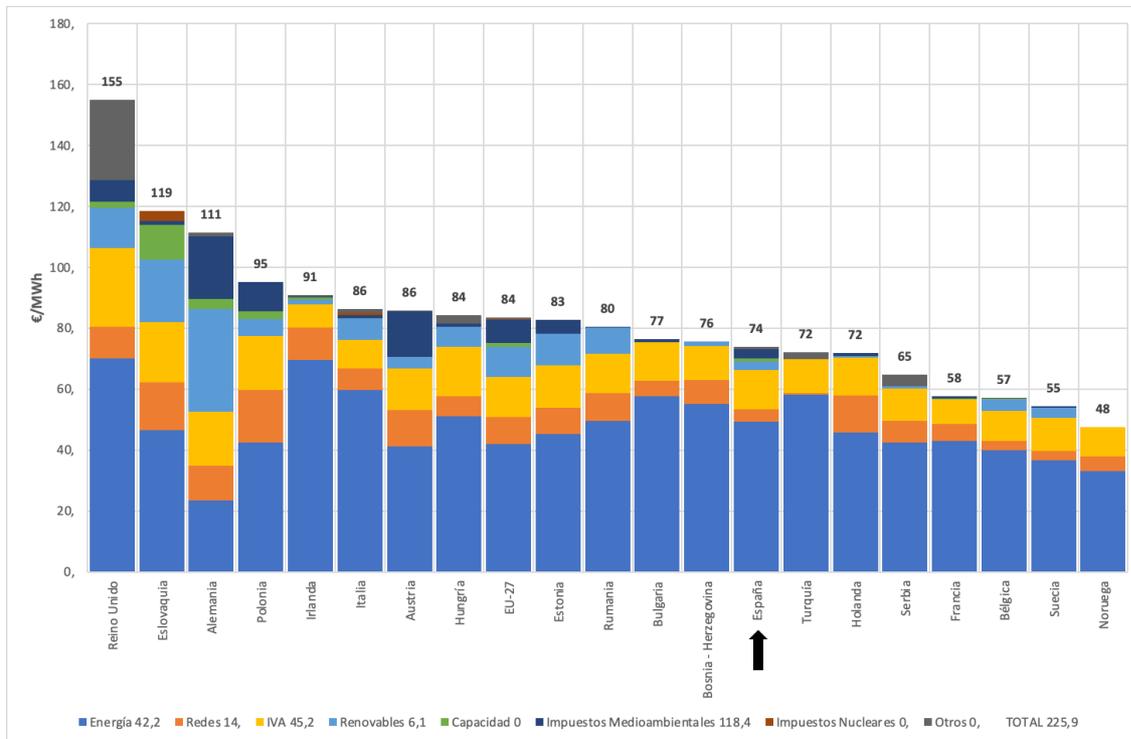
Gráfico 3. Desglose del precio de electricidad de los consumidores industriales. Banda IA (Consumo inferior a 20 MW). Año 2020



Fuente: ACER.

Por otra parte, según el consumidor tipo IG (Consumo superior a 150.000 MWh), España es el octavo país con el precio de la electricidad más barato (véase Gráfico 4). Si consideramos que en dicha banda de forma mayoritaria se encuentran acogidos los consumidores del peaje 6.4 TD, se observa que en el caso de consumidores no electrointensivos el precio se incrementaría desde los 74 €/MWh hasta los 80 €/MWh, lo que le haría subir dos puestos en el ranking. Si, por el contrario, se considera que dichos consumidores son electrointensivos, el precio se reduciría desde los 74 €/MWh hasta los 72,6 MWh por lo que mantendrían su posición en el ranking.

Gráfico 4. Desglose del precio de electricidad de los consumidores industriales. Banda IG (Consumo superior a 150.000 MW). Año 2020



Fuente: ACER

Impacto en el precio final de los consumidores de gas

Análogamente, al objeto de analizar el impacto de la modificación del mecanismo de financiación establecida en el APL sobre los precios de los consumidores de gas natural, se ha calculado la facturación por el suministro de gas de los consumidores medios acogidos a distintos peajes de redes (sin impuestos ni margen de comercialización)¹⁴.

De cara a evaluar el impacto en los precios finales de los consumidores industriales de gas natural pertenecientes a sectores sujetos a riesgo de deslocalización por fuga de carbono, tal y como están definidos en el Anexo III de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio

¹⁴ El escenario de demanda previsto para el ejercicio 2021 considerado en la elaboración de la Resolución de 22 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021. Los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación calculados para octubre 2020 a septiembre 2021 conforme a la Circular 6/2020. Los cargos se han asignado conforme a la metodología considerada en la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico objeto del informe (IPN/CNMC/017/20). El coste de la energía se corresponde con el coste del gas en el punto frontera del ejercicio 2019.

ambiente y energía 2014-2020, se ha considerado la información disponible en el Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) aportada por los distintos agentes a efectos de llevar a cabo las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector del gas natural.

Los importes a abonar por los comercializadores de gas en concepto de FNSSE se han estimado considerando los importes a recaudar que figuran en la MAIN que acompaña al APL y, al igual que para los precios de electricidad, suponiendo que dicho coste se traslada a los precios del consumidor final de forma inmediata y total, como un importe variable proporcional al consumo.

En el Cuadro 3 se muestra un cálculo estático del impacto sobre los consumidores medios de cada grupo tarifario durante el periodo de implementación progresiva del FNSSE y en el Cuadro 3Cuadro 4 el impacto total de la aportación al FNSSE en 2025 respecto a la situación vigente, considerando todas las variables de facturación se mantienen en dicho periodo, salvo el traslado de la aportación al Fondo que va aumentando gradualmente. Se observa que, de forma análoga al sector eléctrico, el impacto es mayor para aquellos colectivos para los que el coste de la energía representa mayor porcentaje de su factura total y no están sujetos a compensación. Ello se debe a que el criterio de asignación de la aportación al Fondo es proporcional a la energía vendida al consumidor.

El impacto en aquellos sectores industriales que tengan derecho a una compensación dependerá del Reglamento que desarrolle los términos y condiciones, según el artículo 6.7 del APL. Las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 a las que hace referencia el artículo 6 del APL, especifican que la ayuda será proporcionada si sus beneficiarios pagan por lo menos el 15% de los costes adicionales sin reducción, a lo que habrá de incluir los costes de las cargas administrativas. En el caso de considerar el citado porcentaje el impacto sobre los consumidores con derecho a compensación oscilará entre el 1,5% y el 2,7%.

Cuadro 3. Facturación estimada por el suministro de gas natural del consumidor medio de la demanda convencional de 2021 en el caso de aplicar el anteproyecto de la ley, considerando en todos los casos el escenario de demanda previsto para 2021.

Demanda Convencional	€/MWh						Tasa de variación sobre periodo anterior				
	Año 2021 (sin FNSSE)	Año 2021 (con FNSSE)	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2021 (con fondo)	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
Presión > 60 bar	29,6	30,6	31,6	32,6	33,6	34,6	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
Presión > 60 bar con compensación	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Presión 16- 60 bar	30,5	31,5	32,5	33,5	34,5	35,5	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
Presión 16- 60 bar con compensación	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Presión 4-16 bar	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%
Presión 4-16 bar con compensación	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Presión < 4 bar doméstico	60,9	61,9	62,9	63,9	64,9	65,9	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%
Presión < 4 bar industrial	69,1	70,1	71,1	72,1	73,1	74,1	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Presión < 4 bar industrial con compensación	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Presión < 4 bar Planta Satélite doméstico	48,3	49,3	50,3	51,3	52,3	53,3	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
Presión < 4 bar Planta Satélite industrial	49,1	50,1	51,1	52,1	53,1	54,1	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%
Presión < 4 bar PS - Industrial con compensación	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC.

No se incluyen ni impuestos ni margen de comercialización. Se supone un pass-through inmediato y total de las aportaciones al FNSEE de las comercializadoras al precio final. Dicho coste se imputa en el coste de la energía.

Cuadro 4. Facturación estimada por el suministro de gas natural del consumidor medio en el caso de aplicar el anteproyecto de la ley en el 2021 sin considerar el FNSSE y en el año 2025, considerando en todos los casos el escenario de demanda previsto para 2021.

a) Supuesta una compensación del 100%

	Año 2021 sin fondo (€/MWh)			2025				% variación 2025 sobre 2021 sin fondo
	Coste peajes + cargos (€/MWh)	Coste Energía	Total	Coste peajes + cargos (€/MWh)	Coste Energía	FNSSE	Total	
Presión > 60 bar	11,1	18,5	29,6	11,1	18,5	5,0	34,6	16,9%
Presión > 60 bar con compensación	9,0	18,5	27,5	9,0	18,5	-	27,5	0,0%
Presión 16- 60 bar	12,0	18,5	30,5	12,0	18,5	5,0	35,5	16,4%
Presión 16- 60 bar con compensación	9,2	18,5	27,7	9,2	18,5	-	27,7	0,0%
Presión 4-16 bar	12,5	18,5	31,0	12,5	18,5	5,0	36,0	16,2%
Presión 4-16 bar con compensación	8,8	18,5	27,3	8,8	18,5	-	27,3	0,0%
Presión < 4 bar doméstico	42,4	18,5	60,9	42,4	18,5	5,0	65,9	8,2%
Presión < 4 bar industrial	50,6	18,5	69,1	50,6	18,5	5,0	74,1	7,3%
Presión < 4 bar industrial con compensación	50,3	18,5	68,8	50,3	18,5	-	68,8	0,0%
Presión < 4 bar Planta Satélite doméstico	29,8	18,5	48,3	29,8	18,5	5,0	53,3	10,4%
Presión < 4 bar Planta Satélite industrial	30,5	18,5	49,1	30,5	18,5	5,0	54,1	10,2%
Presión < 4 bar PS - Industrial con compensación	30,5	18,5	49,0	30,5	18,5	-	49,0	0,0%

b) Supuesto una compensación del 85%

	Año 2021 sin fondo (€/MWh)			2025				% variación 2025 sobre 2021 sin fondo
	Coste peajes + cargos (€/MWh)	Coste Energía	Total	Coste peajes + cargos (€/MWh)	Coste Energía	FNSSE	Total	
Presión > 60 bar	11,1	18,5	29,6	11,1	18,5	5,0	34,6	16,9%
Presión > 60 bar con compensación	9,0	18,5	27,5	9,0	18,5	0,8	28,3	2,7%
Presión 16- 60 bar	12,0	18,5	30,5	12,0	18,5	5,0	35,5	16,4%
Presión 16- 60 bar con compensación	9,2	18,5	27,7	9,2	18,5	0,8	28,4	2,7%
Presión 4-16 bar	12,5	18,5	31,0	12,5	18,5	5,0	36,0	16,2%
Presión 4-16 bar con compensación	8,8	18,5	27,3	8,8	18,5	0,8	28,0	2,8%
Presión < 4 bar doméstico	42,4	18,5	60,9	42,4	18,5	5,0	65,9	8,2%
Presión < 4 bar industrial	50,6	18,5	69,1	50,6	18,5	5,0	74,1	7,3%
Presión < 4 bar industrial con compensación	50,3	18,5	68,8	50,3	18,5	0,8	69,6	1,1%
Presión < 4 bar Planta Satélite doméstico	29,8	18,5	48,3	29,8	18,5	5,0	53,3	10,4%
Presión < 4 bar Planta Satélite industrial	30,5	18,5	49,1	30,5	18,5	5,0	54,1	10,2%
Presión < 4 bar PS - Industrial con compensación	30,5	18,5	49,0	30,5	18,5	0,8	49,7	1,5%

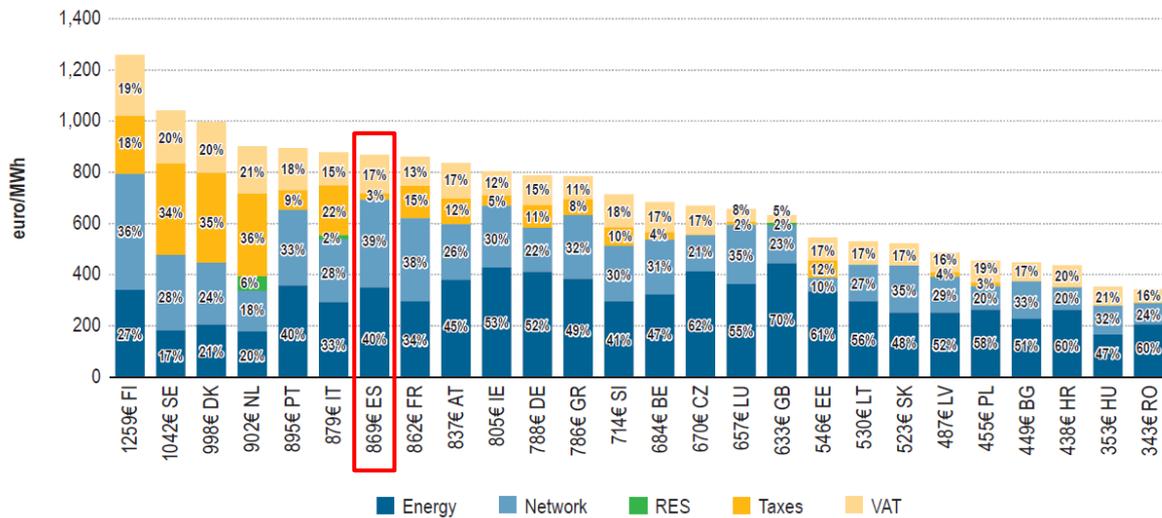
Fuente: CNMC

No se incluyen ni impuestos ni margen de comercialización. Se supone un pass-through inmediato y total de las aportaciones al FNSEE de las comercializadoras al precio final.

Como se ha señalado en el caso de los precios de electricidad para el consumidor industrial, el mecanismo de compensaciones que se establezca deberá resolver dichos posibles impactos en los precios para no afectar a la competitividad de la industria.

En el siguiente gráfico se muestra el desglose del coste del suministro de las ofertas de gas del incumbente al consumidor doméstico de gas tipo (11.000 kWh), según el análisis de ACER en noviembre-diciembre de 2019. Se observa que España se sitúa en la séptima posición con un coste total de 869 € al año.

Gráfico 5. Desglose de ofertas estándar de gas del incumbente para el consumidor doméstico de gas natural en las capitales europeas–noviembre/diciembre 2019 (%)



Fuente: ACER. Market Monitoring Report 2019.

Según un escenario estático para calcular el impacto del APL, el importe anual estimado incluyendo el FNSSE pasaría de 869 € en la situación de partida, a ser de 936 € en 2025, lo que situaría al precio del gas natural para el consumidor doméstico en España como el cuarto más caro de la Unión Europea en 2025, sin tener en cuenta efectos dinámicos.

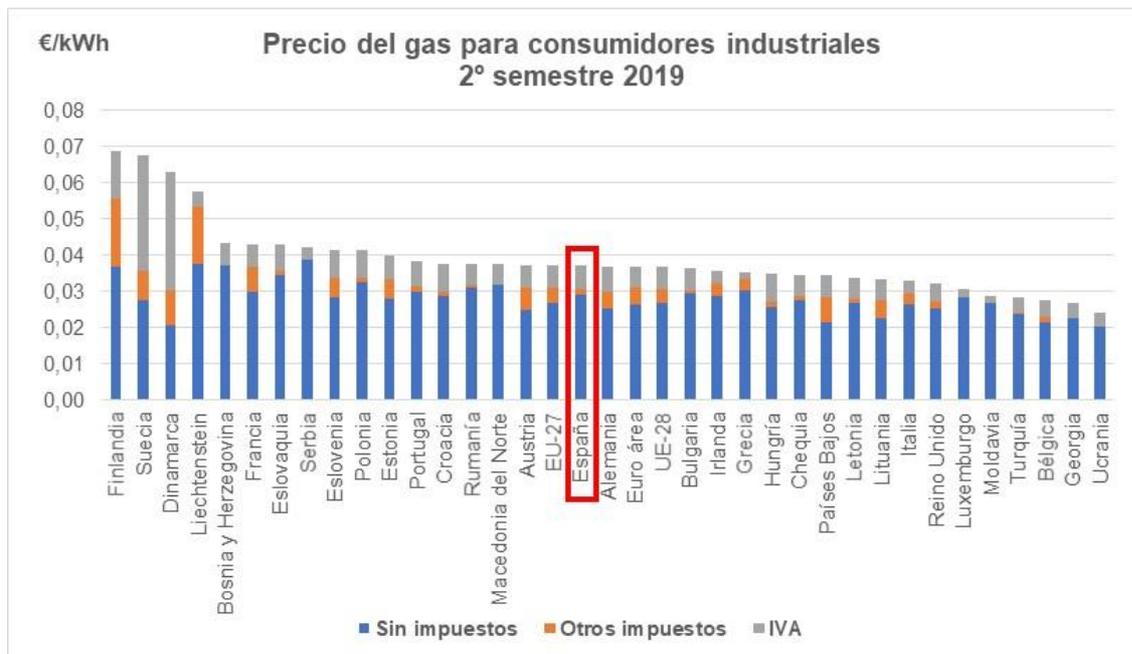
Según dicha información, hay dos países en los que el precio del gas tiene entre sus componentes una tasa para la financiación de políticas de fomento de las renovables (Países Bajos e Italia). En esos países, la tasa supone un 6% y un 2% del precio final incluyendo impuestos, respectivamente.

La norma no tendría ningún impacto en aquellos sectores industriales exentos o en los sectores en los que se devuelvan los importes repercutidos según prevé el artículo 6 del APL, más allá de las cargas administrativas.

No obstante, si se supone que no hay compensación para estos consumidores tipo industriales, con una contribución al Fondo de 1,1 €/MWh en el primer año, que se iría incrementando anualmente hasta 5,5 €/MWh en el año 2025, y un traslado del 100% al precio final, éste se incrementaría en 0,0055 €/kWh resultando en un precio final de 0,0438 €/kWh, un 17,94% en 2025 superior al precio inicial sin considerar el impacto del FNSSE.

Según este cálculo de estática comparativa, España se situaría como el quinto país de precios más elevados en el segmento de consumidores industriales.

Gráfico 6. Comparativa del precio de gas para consumidores de gas con y sin FNSSE



Fuente: Eurostat y elaboración propia

Impacto en el precio final de los consumidores de productos petrolíferos y GLP

De forma análoga a los precios de electricidad y gas, se ha calculado el impacto sobre los precios de venta al público de los productos que tendría una traslación total al mercado de las aportaciones al Fondo que han de realizar los sujetos obligados, según las aportaciones anuales que especifica la MAIN que acompaña el APL correspondientes al sector de los hidrocarburos líquidos (de 417 M€ en 2021 hasta 2.085 M€ en 2025)¹⁵. A diferencia de los dos análisis anteriores se han incluido los impuestos en la factura del consumidor.

Se han contemplado dos escenarios distintos. El “escenario 1” es el que arroja los menores impactos económicos, al considerarse en él que las aportaciones al Fondo se reparten entre todas las ventas de productos petrolíferos y GLP

¹⁵ Esta nueva obligación se suma a las restantes obligaciones normativas que recaen sobre los hidrocarburos líquidos, tales como la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, obligación de comercialización de una cantidad mínima de biocarburantes y combustibles renovables con fines de transporte, pago de la tasa CNMC y obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

realizadas al mercado, con independencia del producto de que se trate y de su uso final. Por su parte, el “escenario 2” contempla los mayores impactos económicos, al considerarse que las aportaciones se reparten exclusivamente entre los productos y usos computables a efectos de la obligación. Ambos escenarios consideran un nivel de ventas como el registrado en el año 2019 y se supone un mantenimiento de las mismas para todo el periodo transitorio de 5 años, en línea con la asunción considerada en la MAIN.

	Ventas m ³ (nivel 2019)	M€ aportación al FNSSE					Impacto económico sin IVA (c€/lt)					Impacto económico con IVA (c€/lt)				
		2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
Escenario 1 (min)																
La aportación al FNSSE se reparte entre las ventas totales al mercado, con independencia del producto y uso	58.062.638	417	834	1.251	1.668	2.085	0,72	1,44	2,15	2,87	3,59	0,87	1,74	2,61	3,48	4,35
Escenario 2 (max)																
La aportación al FNSSE no se reparte entre los productos y usos exentos de la obligación	40.599.221	417	834	1.251	1.668	2.085	1,03	2,05	3,08	4,11	5,14	1,24	2,49	3,73	4,97	6,21

Según estos escenarios de estática comparativa, el consumidor final podría ver incrementado el gasto de su consumo de productos petrolíferos si los agentes que operan en el mercado deciden repercutir aguas abajo la totalidad de sus obligaciones de aportación. Adicionalmente, el incremento trasladado, al formar parte del precio final, se ve afectado por la aplicación del IVA. De este modo, los consumidores finales en el año 2025 podrían estar soportando un gasto en hidrocarburos líquidos superior al actual en más de 4 c€/lt (escenario 1) o en más de 6 c€/lt (escenario 2). Estas cifras se traducen, por ejemplo, en que para el titular de un vehículo que consuma 6 litros cada 100 km y recorra 20.000 kilómetros en el año, su gasto anual en carburante se verá incrementado en 2025 en 52 euros/año (escenario 1) o en 75 euros/año (escenario 2).

4.5.2. Impacto sobre los agentes con derecho a retribución regulada

El mecanismo de financiación de la retribución RECORE introducido en el APL tiene impacto también sobre los agentes con derecho a retribución regulada, tanto en el sector eléctrico como en el sector gasista.

Sector eléctrico

En relación con el **sector eléctrico**, como se ha indicado en el epígrafe 4.2, la liquidación de las actividades reguladas no se realiza por actividad, sino que se trata de una liquidación única. Por tanto, cuando en una liquidación provisional los ingresos totales del sistema no son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, estas desviaciones son financiadas por todos los sujetos del sistema a través del denominado coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que se pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación correspondiente.

El mecanismo de financiación previsto en el APL para la financiación de la retribución RECORE modifica la entrada de ingresos de las liquidaciones del sistema eléctrico, en la medida en que los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y de las subastas de CO₂ serán transferidos al IDAE, quien, a su vez, los transferirá a la CNMC antes del último día de los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año y febrero del año siguiente al del ejercicio en curso, según el artículo 7 del APL.

En consecuencia, a partir de 2021 el sistema de liquidaciones tendrá ingresos mensuales procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, de los cargos que pagan los consumidores de electricidad y de los ingresos trimestrales provenientes del FNSSE. Estos últimos irán ganando peso hasta representar, aproximadamente, el 40% de los ingresos para financiar los costes de acceso en 2025.

Por tanto, dependiendo de las cantidades que se ingresen en cada una de las fechas previstas, se producirán modificaciones en el coeficiente de cobertura que tendrá un impacto financiero sobre todos los agentes implicados en el proceso de liquidación.

Sector gasista

La retribución de la actividad de distribución, de acuerdo con la Circular 4/2020, es la resultante de sumar cuatro conceptos: la retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE), la retribución por desarrollo de mercado (RDM), la retribución transitoria de distribución (RTD) y el incentivo por la liquidación de las mermas de gas (IM).

De los cuatro parámetros, la evolución para el periodo 2021-2026 es conocida de antemano para los casos de la RDE y RTD. El IM será el resultado de los balances de las redes en cada ejercicio. Su impacto, en términos relativos de la actividad, no es significativo y no debe sufrir grandes variaciones por las medidas previstas en el APL.

La RDM se determina en base con la evolución del número de puntos de suministro atendidos y la demanda suministrada a diferentes niveles de presión y rangos de consumo respecto a las registradas en el año 2020¹⁶. Debido al diseño

¹⁶ Demanda asociada a puntos de suministro conectados a redes de presión inferior a 4 bar con consumo anual inferior a 50 MWh, entre 50 MWh y 8 GWh, y superior a 8 GWh, así como la demanda asociada a puntos de suministro conectados en redes de presión entre 4 y 60bar. Además, se adicionan unos importes, a modo de incentivos, en función de la captación de nuevos puntos suministro en municipios de gasificación reciente (aquellos que cuentan con suministro de gas desde hace 5 años o menos), el gas suministrado a nuevos consumidores conectados a partir de 2021 en redes de presión superior a 4 bar, y el gas suministrado a través de estaciones de servicio para su uso como gas vehicular

de este concepto retributivo, su importe puede ser positivo o negativo, esto es si la actividad de distribución se expande y es capaz de suministrar a mayor número de puntos de suministro y satisfacer mayor demanda que la que hubo en 2020, las empresas verán incrementada su retribución, pero, si es en sentido contrario, sus ingresos se verán reducidos.

En consecuencia, el impacto de las medidas recogidas en el APL sobre la retribución de la actividad de distribución estará directamente ligado al impacto que tengan en la demanda de gas natural. No obstante, la profundidad de dicho impacto dependerá de múltiples factores: del importe final que se determine como contribución anual al fondo; de los consumidores industriales que podrán estar compensados de dicho coste; de la antigüedad de los equipamientos térmicos de los consumidores y del coste, si es posible, de su transformación a otras tecnologías más competitivas económicamente; así como del impacto de otros desarrollos normativos.

4.5.3. Impacto sobre la comercialización de electricidad y gas natural

De acuerdo con la experiencia obtenida por esta Comisión en su labor de supervisión de esta actividad, las comercializadoras fijan los precios del suministro que quieren ofrecer a sus clientes a partir de una estimación de los costes variables que tienen que afrontar en el periodo para el que se contrata la oferta y, sobre ella, incorporan el margen comercial.

Dentro de estos costes se encuentran aquellos que están relacionados con el aprovisionamiento de la energía y otros costes que son regulados. Entre estos últimos se encuentran, por ejemplo, los peajes de acceso y cánones, los cargos, o los pagos por capacidad en el caso del suministro de electricidad.

En el caso de las aportaciones al FNSSE, si bien dicho coste no estará considerado expresamente en los contratos firmados con los clientes en cartera con anterioridad a la entrada en vigor de dicho mecanismo, tal coste podría llegar a repercutirse en virtud de alguna cláusula contractual genérica.

En la medida en que su coste se traslade de forma inmediata a las ofertas de cada consumidor o no se llegue a realizar, la entrada en vigor de esta Ley tendrá un impacto diferente sobre la actividad de comercialización. Asimismo, su impacto será diferente en función de los mercados en los que cada comercializador opere, de los productos (energéticos o no energéticos) que ofrezca y de su cartera de clientes.

El impacto del mecanismo del APL para los comercializadores que operen únicamente en el sector eléctrico o exclusivamente en el sector de gas, dependerá de la estructura de su cartera de clientes y de la dinámica competitiva de cada

mercado. En el caso de comercializadores que suministren mayoritariamente a consumidores domésticos o consumidores industriales con derecho a compensación o bien tengan una cartera de clientes que les permitan compensar total o parcialmente los incrementos que se derivan para PYMES y consumidores sin derecho a compensación, no cabría esperar impactos significativos. No es así para el caso de comercializadores que suministren mayoritariamente a PYMES y a consumidores industriales sin derecho a compensación, a quienes la entrada en vigor de esta Ley les supondrá un aumento de su factura si el traspaso del coste es total. En este caso, el comercializador deberá decidir entre trasladar el coste de la aportación al FNSSE a sus clientes a riesgo de perder competitividad respecto del resto de comercializadores o soportar transitoriamente, en tanto se revisen los contratos, el impacto económico correspondiente al FNSSE.

En el caso de los comercializadores que operen únicamente en el sector gasista, el APL implica, en general, un incremento de sus costes de comercialización, por lo que los comercializadores deberán decidir entre una trasladación total del coste a sus consumidores o trasladar parcialmente dicho coste a cambio de reducir su margen de comercialización.

Los comercializadores que operen en más de un sector deberán enfrentarse a la decisión de cómo trasladar el coste de financiación del FNSSE a sus clientes dependiendo de la estructura de su cartera por sector de actividad y de la diversificación de productos en cartera, de manera que la asignación del coste maximice su volumen de negocio dada su estrategia comercial de corto y largo plazo. Esto es, podrían moderar reducciones y aumentos en las facturas de sus consumidores en los sectores de actividad en los que operen acorde a su estrategia comercial global para el conjunto de la actividad de comercialización, que tenga en cuenta, no solo los productos de suministro de energía.

En todo caso, cabe concluir que el APL tendrá un impacto en la competitividad entre los comercializadores y, por tanto, en el resultado dinámico sobre los márgenes de comercialización.

Finalmente, teniendo en cuenta que la Disposición transitoria segunda del APL prevé la aplicación en el siguiente trimestre completo posterior a la entrada en vigor de la Ley, con el fin de que la obligación de aportaciones al Fondo pueda ser tenida en cuenta por parte de los comercializadores en la elaboración de los nuevos contratos de suministro y en la actualización de los ya formalizados, sería conveniente que las cuotas de aportación al fondo fueran publicadas con la mayor antelación posible antes de su aplicación. En este mismo sentido, también debería conocerse con la mayor antelación posible el impacto que supone la creación de este Fondo en los cargos del sector eléctrico, de tal forma que se agilice el traslado a los consumidores de la correspondiente reducción.

4.6. Sobre la necesidad de revisar los precios minoristas regulados de los productos energéticos.

PVPC y TUR

El Título VII del Real Decreto 216/2014 establece la metodología de cálculo de los costes de comercialización de los comercializadores de último recurso (COR) que debe considerarse en el cálculo del precio voluntario del pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC). En el citado título se establecen los costes de comercialización que se reconocen a los COR, la estructura del coste incluido en el PVPC y el procedimiento y, en su caso, actualización de los mismos.

Por otra parte, el artículo 7 de la Orden ITC/1660/2009 establece los términos fijo y variable del coste de comercialización de aplicación a las tarifas de último recurso (TUR) del sector gasista.

1. El término fijo del coste de comercialización se establece en 1,42 €/mes, tanto para los clientes en la tarifa TUR.1 como en la TUR.2.

2. El coste de comercialización variable se establece en 0,083 cts/kWh, tanto para los consumos de la tarifa TUR.1 como para los de la tarifa TUR.2.

Estos términos no han sido modificados desde la publicación de la orden en 2009 a pesar de que han tenido lugar diversas modificaciones en la normativa vigente, introduciendo costes cuya incorporación en los márgenes de comercialización regulada cabría ser analizada.

En la medida en que los COR y CUR ofrecen el mismo precio regulado, estos precios deberían incorporar la totalidad del coste de las aportaciones al Fondo a dichos precios regulados. Ello en tanto dichos precios regulados no deben suponer un obstáculo en la dinámica competitiva de la comercialización en los mercados minoristas de electricidad y gas natural, en los que las comercializadoras compiten en el mercado libre.

Adicionalmente, la no consideración de este coste en el PVPC y en la TUR, convertiría la actividad de comercialización de último recurso en una actividad claramente deficitaria, en contra de lo previsto, en el caso del sector eléctrico, en el artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944 de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, con respecto a las condiciones que deben cumplir las intervenciones públicas¹⁷.

¹⁷ Artículo 5.7. Las intervenciones públicas con arreglo al apartado 6 cumplirán las condiciones establecidas en el apartado 4 y, además: [...] c) se fijarán a un precio que se sitúe por encima del coste, a un nivel en el que pueda tener lugar una competencia efectiva en materia de precios.

Por todo lo anterior, se considera necesaria la revisión de dichos precios regulados para incluir, adicionalmente, el coste de las aportaciones al FNSSE. Al respecto cabe señalar que, en el sector gasista el coste de las aportaciones al FNSSE mostraría un importe superior al coste de comercialización variable establecido actualmente para la actividad (0,83 €/MWh).

Precios máximos de venta de las modalidades de GLP reguladas

Como se ha mencionado anteriormente, es de esperar por parte de los agentes del mercado una traslación total o parcial de las aportaciones al Fondo. Los precios de las modalidades de suministro de GLP reguladas no podrán absorber dicho incremento por lo que éste se trasladará previsiblemente a los segmentos liberalizados. Si no se optara por una exención (ver epígrafe 5.1.2 del presente informe), cabría trasladar que el coste de las aportaciones al FNSSE es recogido en las fórmulas de determinación de los precios máximos de venta de las referidas modalidades reguladas y, en concreto, en su término de comercialización, tanto en su valor absoluto, desde la entrada en vigor de esta nueva obligación, como en su fórmula de actualización anual en atención a la tendencia creciente de las aportaciones al Fondo por parte de los sujetos obligados.

4.7. Sobre el riesgo de incumplimientos de las obligaciones de aportación al FNSSE

Como ya se ha indicado en varios informes de la CNMC, en los últimos años, se ha producido un volumen significativo de impagos de las obligaciones económicas de varios comercializadores de gas y electricidad y con distintos agentes del sector, tanto por la falta de abono de los peajes, como por la falta de abono o aportación de la energía necesaria para el suministro de sus clientes.

Los plazos que transcurren desde que se detectan los impagos hasta que se procede a la inhabilitación y al traspaso de clientes a las comercializadoras de referencia son excesivamente largos. En la mayoría de las ocasiones, la apertura del procedimiento para extinguir la habilitación de un comercializador, no sólo no ha servido para que el agente corrija la ausencia de compras de energía en el mercado o abone los peajes, sino que ha causado mayores perjuicios al sistema, al perseverar el comercializador que impaga en dicha conducta durante el tiempo que dura la tramitación del procedimiento. En este sentido, el sistema previsto en el APL sobre aportaciones trimestrales puede dar lugar a mayores impagos dado se retrasa en hasta 5 meses (en el primer mes de cada trimestre) la aportación al FNSSE.

Durante el tiempo de tramitación del procedimiento, el comercializador puede continuar facturando y cobrando el suministro a sus consumidores –sin abonar la energía al sistema, pagar peajes, cargos o las aportaciones al FNSSE-, pudiendo obtener así un lucro ilícito con esta actividad.

Además, la tramitación del procedimiento de inhabilitación, cuando se alarga en el tiempo, genera incertidumbre entre los clientes de la comercializadora, pues siguen vinculados contractualmente a la misma y, por tanto, deben continuar abonando el suministro, aun siendo conscientes de la situación en la que se encuentra su suministrador.

Así, en los últimos años la deuda generada por estas situaciones de impago supera los 100 millones de euros. En el caso del gas natural, los impagos por desbalances superan los 35 millones de euros.

Aunque se han reducido considerablemente los plazos de la tramitación de las inhabilitaciones, se considera que habría que establecer medidas adicionales para evitar que la deuda pueda seguir aumentando durante dicho periodo de tramitación, más aún cuando se crea un nuevo concepto como es la aportación al FNSSE que implica el abono de unos importes significativos de carácter trimestral.

Por todo ello, tal y como ya se ha indicado en otros informes sobre los impagos de los peajes y la energía, en aras de preservar la sostenibilidad económica del sistema, el APL debería contemplar un procedimiento de traspaso ágil provisional al CUR (en el sector del gas) o al COR (en el sector de la electricidad) de los clientes de gas y electricidad de los sujetos obligados que incurran en impagos de peajes, cargos, balance de energía no cubiertos por garantías y aportaciones al FNSSE.

Por todo lo anterior, y en atención al riesgo de impago que pueda generarse de las aportaciones al FNSSE, deben establecerse los medios para identificar los posibles incumplimientos de aportaciones al FNSSE lo antes posible, acortando los plazos establecidos en el APL para el pago y aplicación de las aportaciones, y, por otro, desincentivar el incumplimiento mediante la aplicación de un conjunto de medidas preventivas que eviten estos comportamientos.

La importancia de una detección ágil resulta de aplicación en los tres sectores afectados por el APL (electricidad, gas natural y productos petrolíferos). De hecho, el incremento del fraude fiscal registrado en el mercado de los hidrocarburos líquidos en los últimos años, fundamentalmente en el segmento mayorista, lleva a presuponer que esta nueva obligación sea, al igual que en el mercado eléctrico y gasista, susceptible de incumplimiento. En concreto, el impago del IVA permite a los agentes vender aguas abajo a precios por debajo de mercado y recaudar elevadas cantidades antes de ser identificados como incumplidores, momento en el que ya han desaparecido o continúan presentes en el mercado bajo otra denominación social. Dicho esquema podría ser reproducido en el contexto de esta nueva obligación.

4.8. Sobre la inhabilitación ante impagos de los sujetos obligados

Con el fin de desincentivar el impago de las aportaciones al FNSSE se considera necesaria la inclusión de este incumplimiento entre las causas que pueden motivar la inhabilitación de los sujetos obligados.

La Ley 24/2013, en su artículo 47 prevé que, en caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, se pueda declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador. El artículo 46 prevé como requisitos de la actividad, entre otros, las compras de energía y el abono del peaje. Sería conveniente que el artículo 46 contemplara también como requisitos de la actividad el abono de la cuota correspondiente del FNSSE de tal forma que su impago pudiera ser causa para la inhabilitación del comercializador.

Por su parte, el artículo 81.2 de la Ley 34/1998 del sector de Hidrocarburos establece las obligaciones de los comercializadoras de gas natural, por lo que sería igualmente conveniente incluir como una nueva obligación el abono de la cuota correspondiente del FNSSE de manera que su impago pudiera constituir un motivo de inhabilitación para ejercer dicha actividad.

De forma análoga, el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas de carburantes y combustibles petrolíferos, aprobado por el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, establece como posible causa de inhabilitación de un operador al por mayor de productos petrolíferos el incumplimiento de los requisitos establecidos para ejercer la actividad, los cuales quedan establecidos en el propio Estatuto de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos. Sería conveniente introducir en el listado de requisitos la realización de las aportaciones al FNSSE y que su impago pudiera ser igualmente causa de inhabilitación. En relación al GLP, sería necesaria la modificación del Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo, aprobado por Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre.

5. Consideraciones particulares

5.1. Capítulo II. Régimen presupuestario, económico-financiero, contable y de control

5.1.1. Artículo 4. Aportaciones de los operadores en los sectores energéticos.

El artículo 4 del APL precisa los sujetos obligados que realizarán las aportaciones con las que se dotará el FNSSE según su artículo 3.1 a). Asimismo, establece ciertas bases en relación a la determinación de las aportaciones de los sujetos, si bien la metodología de cálculo será objeto de un desarrollo reglamentario posterior.

Para el mercado de los productos petrolíferos y el GLP se contemplan como sujetos obligados, por un lado, a los mismos agentes sobre los que recaen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), es decir, los operadores al por mayor de productos petrolíferos y los operadores al por mayor de GLP. Adicionalmente, esta nueva obligación incorpora otras dos tipologías de sujetos, los distribuidores al por menor y los consumidores finales de productos petrolíferos, siempre y cuando no se aprovisionen de operadores al por mayor o de distribuidores minoristas.

De este modo, con estas cuatro tipologías, el conjunto de sujetos obligados a realizar aportaciones al FNSSE coincide plenamente, en el caso de los productos petrolíferos, con aquellos sobre los que recaen las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, así como las obligaciones de comercializar en el mercado interior una cantidad mínima de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

En el caso del GLP no ocurre lo mismo. Si se deseara una coincidencia de sujetos en relación a los obligados a mantener existencias mínimas de seguridad, y así considerar la totalidad de las ventas puestas a mercado, faltaría incorporar como sujetos obligados a los comercializadores al por menor de GLP y a los consumidores finales de GLP que no se aprovisionan de operadores al por mayor de GLP ni de comercializadores al por menor. Si bien es cierto que esta Comisión no tiene constancia de la existencia de este tipo de sujetos a día de hoy, podría ser oportuno valorar su incorporación. De este modo, la norma quedaría preparada ante eventuales cambios de dinámicas del mercado y, adicionalmente, se lanzaría una señal de simetría entre el mercado del GLP y el de los restantes hidrocarburos líquidos.

Por otro lado, convendría precisar, o al menos tenerlo en consideración en el desarrollo reglamentario posterior, el proceder con los sujetos obligados que cesan su actividad o que son inhabilitados. Cabe la posibilidad que desde el

momento del cese o la inhabilitación dejen de ser considerados como sujetos obligados a pesar de haber realizado ventas computables en el trimestre natural anterior al mes en el que corresponde efectuar el pago, o que, por el contrario, se sigan considerando sujetos obligados hasta el momento en el que sus ventas trimestrales a efectos de los pagos sean nulas. Este aspecto es de especial importancia principalmente en el momento del año n-1 en el que se calcula la aportación al FNSSE por unidad de energía suministrada (€/MWh), en base a la cual se establecerán las aportaciones de los sujetos en el año n. El considerar o no en las ventas globales, entre las que se repartirá el monto total a financiar, las ventas correspondientes a las empresas cesadas o inhabilitadas podría tener un impacto no despreciable en el cálculo del coste unitario que será de aplicación durante todo un año y, en consecuencia, en las aportaciones a realizar por los sujetos activos. Cabe señalar a este respecto que el número de inhabilitaciones en los últimos años ha crecido significativamente, como consecuencia del fraude fiscal y diversos incumplimientos normativos. En concreto, en el sector de los hidrocarburos líquidos, las ventas de las empresas cesadas e inhabilitadas representaron en 2019 el 3% del total.

Asimismo, el apartado 3 del artículo precisa que para el cálculo de las aportaciones “*se realizará la mejor estimación para el siguiente ejercicio de los costes totales a financiar por el FNSSE (...) y de los recursos del FNSSE establecidos en los epígrafes b) a e) del artículo 3.1*”. El artículo 3.1 sólo contempla cuatro epígrafes, del a) al d), no existiendo el epígrafe e) al que se hace referencia. Entendiéndose como un mero error tipográfico se recomienda su corrección.

Por último, se propone incluir en las aportaciones al Fondo, las ventas por unidad de energía suministrada de carbón y coque. Ello acorde con los objetivos medioambientales y de no discriminación frente a otros consumos de energía finales menos contaminantes.

5.1.2. Artículo 5. Exenciones

El artículo 5 establece las exenciones en el cómputo de las ventas de energía.

Exenciones en el sector eléctrico

En relación con el sector eléctrico, en el apartado 1 establece que no computarán las ventas de energía eléctrica a instalaciones de almacenamiento por la cantidad que sea posteriormente inyectada en la red de transporte.

Esta exención se considera coherente con la excepción que existe para estas instalaciones, en el pago de peajes y cargos, de acuerdo con la regulación vigente y en tramitación para su aplicación a partir de abril de 2021. De esta forma se evita una doble imposición de la contribución.

Exenciones en el sector del gas natural

En relación con las exenciones en el gas natural, en los apartados 2 y 3 del artículo 5 se establecen como excepciones en el cómputo de las ventas de anuales de gas natural de los sujetos obligados las ventas de gas natural destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas y las destinados a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas, exclusivamente por la parte destinada a la producción de electricidad.

En el apartado 8 del artículo 5 se establece como exención el porcentaje de gases renovables incorporado en las ventas de gas natural. Se considera más adecuado expresar “las ventas anuales de gas natural de gases renovables” incorporadas en las ventas anuales de gas natural.

Adicionalmente, el punto 4 del artículo 4 también determina que no computarán en la obligación las ventas o consumo de gas de productos destinados a usos no energéticos. Por tanto, tampoco aplican las ventas de gas para materia prima.

En relación con el sector gasista, si se considera el año 2019, como año de referencia, de manera aproximada, el consumo de gas exento supone un 48 % de la demanda anual de gas:

Ventas de gas (Año 2019)	Volumen (TWh)	%
Ventas de gas exentas	192,1	48,25%
Generación eléctrica	111	27,88%
Cogeneración (*dato de 2018)	75	18,84%
Inyecciones de biometano	0,1	0,03%
Materia prima	6	1,51%
Ventas de gas no exentas	206	51,75%
Ventas doméstico-comercial	60	15,07%
Ventas mercado industrial	146	36,67%
Total ventas de gas	398,1	100,00%

Exenciones en el sector de los productos petrolíferos

En relación con las exenciones en el sector de los productos petrolíferos, el apartado 5 del artículo 5 del APL establece que las “*Ventas de gasóleo a las que les sean de aplicación el tipo impositivo asociado al epígrafe 1.4 del artículo 50 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos especiales*”.

El tipo impositivo del referido epígrafe de la Ley de impuestos especiales es de aplicación tanto al gasóleo B (gasóleo utilizado como carburante en los usos previstos en el artículo 54.2 de la Ley 38/1992) como al gasóleo C (uso como combustible). Según se desprende de la exposición de motivos del APL y de la MAIN, parece que el objetivo del legislador es eximir exclusivamente a las ventas de gasóleo B y no a las de gasóleo C. Se recomienda introducir las precisiones correspondientes en el articulado si este fuera el objetivo pretendido.

Por otra parte, en el apartado 7 del artículo 5 del APL establece exentos *“El porcentaje de biodiésel y bioetanol y combustibles sintéticos incorporado en las ventas de gasóleo y gasolina, respectivamente”*.

Se considera más adecuado hablar de “contenido” en vez de “porcentaje”, no hacer sólo mención al biodiesel y bioetanol como únicos biocarburantes disponibles en el mercado, exigir el carácter de sostenible para que un biocarburante quede exento, así como incorporar la referencia a los biocarburantes que se comercializan en estado puro (no sólo a las mezclas con carburantes convencionales). Todo ello al objeto de asegurar que la totalidad de los bioproductos sostenibles quedan exentos del cómputo de ventas a efectos de la obligación. Una propuesta de redacción alternativa podría ser la siguiente: *“Las cantidades de biocarburante sostenible y otros combustibles sintéticos, tanto vendidas en estado puro como contenidas en cualquier mezcla con carburante fósil no relacionado en las exenciones de los apartados anteriores”*.

Finalmente, se recomienda valorar la idoneidad de considerar como ventas no computables a efectos de la obligación las ventas de GLP correspondientes a los segmentos sometidos a precios regulados (GLP canalizado y determinadas modalidades de envases de GLP) o alternatively incluir dicho coste en el precio final regulado.

5.1.3. Artículo 6. Compensaciones de costes indirectos

El artículo 6 del APL contempla la compensación de los costes indirectos a los titulares de los vehículos en determinadas circunstancias, a los consumidores electrointensivos y a los consumidores industriales de gas.

Con carácter general, se considera que la aplicación de los criterios de compensación debería ser homogénea en ambos sectores. Asimismo, con objeto de facilitar la gestión de dicha compensación, cabría introducir la obligación a las comercializadoras que trasladen el coste de la obligación de la aportación a dichos consumidores, a que desglosen en las facturas de electricidad y gas dicho concepto.

Adicionalmente se indican las siguientes consideraciones.

Compensaciones de costes indirectos en el sector eléctrico

De acuerdo con la MAIN que acompañaba la propuesta del actual Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, existen 612 consumidores que por sus consumos en 2017 y atendiendo a su actividad cumplirían los requisitos para adquirir la categoría de consumidores electrointensivos. La demanda de estos consumidores ascendió a 40.757 GWh en dicho año, lo que asumiendo que su demanda se hubiera mantenido, representarían en torno al 36% de la demanda de los consumidores industriales (considerados como aquellos con peaje de acceso 6.X).

Con respecto a estos consumidores, el APL contempla un procedimiento de compensación de los costes indirectos derivados de la repercusión, en su caso, de las aportaciones al FNSSE, dejando para un desarrollo Reglamentario, los términos y condiciones de esas compensaciones. Entendiendo que el procedimiento podrá incorporar una gran complejidad, debido a que los cálculos deberán realizarse de manera individualizada para cada uno de estos consumidores a partir de cada una de sus facturas mensuales, en su lugar, cabría plantearse la aplicación de una cuota reducida en su contribución al FNSSE -con las limitaciones que se deriven de las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. En estos casos, la acreditación ante el sujeto obligado de la condición de consumidor electrointensivo podría realizarse utilizando la certificación prevista en el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos.

Compensaciones de costes indirectos en gas natural

En el apartado 6 del artículo 6 del APL se establece el derecho a una compensación con cargo al FNSSE para los consumidores industriales de gas natural pertenecientes a sectores sujetos a riesgo de deslocalización por fuga de carbono, tal y como están definidos en el Anexo III de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, o aquellas que las sustituyan.

Además, se indica que dicha compensación cubrirá, con los límites previstos en las referidas directrices, los costes indirectos derivados de la repercusión de las aportaciones al FNSSE sobre los precios finales del gas natural de estos consumidores

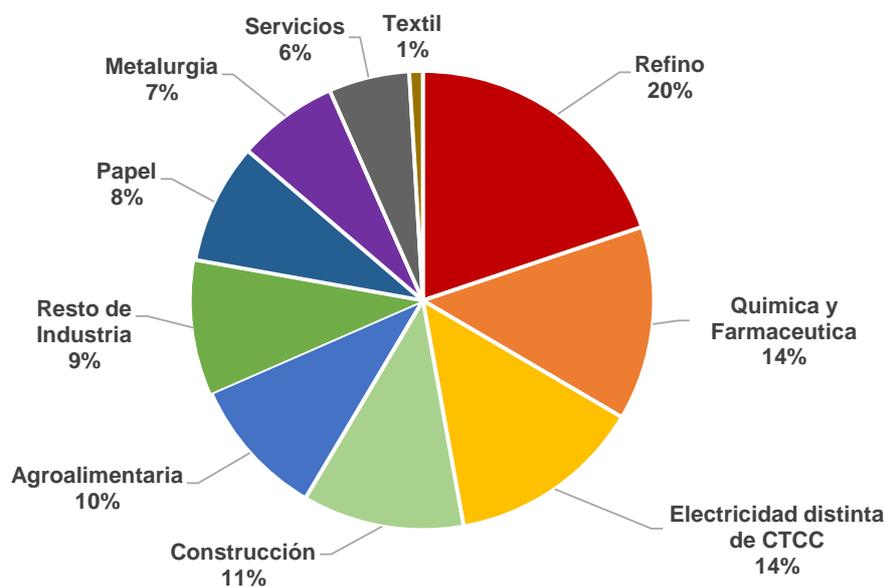
En el apartado 7 del artículo 6 se establece que los términos y condiciones de dicha compensaciones se determinarán reglamentariamente.

En el Anexo III de la comunicación de la Comisión Europea de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, se recoge una lista de sectores subvencionables que son utilizados para las ayudas en forma de reducciones de la financiación en apoyo a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables recogida en el apartado 3.7.2 de la misma.

En dicha lista se incluyen un total de 31 sectores, entre otros, la extracción de minerales, procesado y conservación de frutas y hortalizas (industria agroalimentaria), la fabricación de tejidos (industria textil), la fabricación de productos metalúrgicos, la fabricación de pasta de papel, papel y cartón, la fabricación de productos químicos y farmacéuticos, fabricación de vidrio y cerámica, cemento, ladrillos y el refinado del petróleo.

Según información de SIFCO, el 48% de la demanda convencional podría ser susceptible de solicitar la compensación por el incremento de costes derivado de la implementación del FNSSE, correspondiendo a sectores industriales y excluyendo, principalmente, al sector de servicios.

Gráfico 7. Consumo industrial de gas por sectores. Año 2019



Fuente: ENAGAS GTS

Hay que tener en cuenta que, en el artículo 3.7.2. de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía se justifican las ayudas a estos sectores indicando que *“con el fin de evitar que las empresas especialmente afectadas por los costes de financiar el apoyo a la energía renovable se vean en una posición de desventaja competitiva significativa, los Estados miembros podrán conceder una indemnización parcial por estos costes*

adicionales. Sin esta compensación, la financiación del apoyo a las energías renovables podría ser insostenible y la aceptación pública del establecimiento de medidas ambiciosas de apoyo a las energías renovables podría verse limitada. Por otra parte, si dicha compensación es demasiado elevada o se otorga a demasiados consumidores de electricidad, la financiación del apoyo a la energía procedente de fuentes renovables se vería amenazada, la aceptación pública del apoyo a la energía renovable también podría verse obstaculizada y los falseamientos de la competencia y los intercambios comerciales podrían ser particularmente altos.”

En dicho artículo se establecen unos límites a las ayudas estatales que se calculan en función de unos porcentajes aplicables al valor añadido bruto cuya definición se incluye en el Anexo 4 de la misma. Por su parte, el artículo 6.6 del APL indica que dicha compensación cubrirá los costes indirectos derivados de la repercusión de las aportaciones al FNSSE sobre los precios finales del gas natural de estos consumidores, con los límites establecidos en dicha directriz.

Compensaciones de costes indirectos en productos petrolíferos

Para los productos petrolíferos se contemplan compensaciones en relación a las compras, exclusivamente de gasóleo, realizadas por los titulares de vehículos destinados al transporte de mercancías y de pasajeros. No se contemplan las compras por parte de estos titulares de otros carburantes que se considera oportuno incluir como, por ejemplo, el GLP auto (empleado en taxis) que también puede verse afectado por la traslación a su precio final de las aportaciones al FNSSE (cabe recordar que el GLP de automoción se comercializa a precios libres, a diferencia de otras modalidades de suministro de GLP sometidas a precios regulados). Por otra parte, se observa que se han excluido del derecho a percibir compensaciones de costes indirectos a los Vehículos de Turismo sin Conductor (VTC) lo que podría resultar discriminatorio.

Por último, por simetría con las compensaciones dirigidas a ciertos colectivos eléctricos y gasistas, convendría precisar que las compensaciones correspondientes a los productos petrolíferos serán con cargo al FNSSE.

5.1.4. Artículo 7. Procedimiento para el pago y aplicación de las aportaciones

El artículo 7 del APL establece, en su apartado 1, que antes del último día de los meses de enero, abril, julio y octubre los sujetos obligados deberán ingresar en la cuenta destinada al efecto por el IDAE los importes de las facturaciones realizadas en el trimestre anterior al ingreso.

En el apartado 2 de este Artículo 7 prevé el ingreso periódico trimestral en la cuenta del sistema de liquidaciones del sistema eléctrico por el IDAE, en su calidad de gestor del FNSSE: «*Antes del último día de los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año y febrero del año siguiente al del ejercicio en curso.*», es decir, «*Antes del último día del segundo mes posterior a cada uno de los trimestres completos*», en la redacción dada por la disposición transitoria segunda para el caso particular del ejercicio 2021.

Es decir, se conceden sendos plazos de un mes tras cada trimestre: el primero para que los sujetos obligados al pago realicen el ingreso en la cuenta específica titularidad del IDAE, y otro mes para que este haga lo propio en la cuenta titularidad de la CNMC.

Si bien aumentarían las cargas financieras, esta Comisión considera que los ingresos periódicos se podrían efectuar en unos plazos más cortos (mensuales) para los operadores con mayor volumen de ventas, dejando el ingreso trimestral a los operadores con un menor volumen de ventas.

Por ejemplo, se podría considerar aplicar la declaración mensual a todos los sujetos obligados que superen un volumen anual de ventas/consumo directo de 1.000 GWh/año¹⁸.

Esta propuesta afectaría a los tres sectores por igual (hidrocarburos líquidos, gas y electricidad).

De esta manera se adelantaría la detección de incumplimientos de comercializadoras más grandes, sin aumentar las cargas administrativas a los sujetos obligados de menor tamaño.

Reducir el plazo para el traslado de las aportaciones de la cuenta del FNSEE a la cuenta del sistema de liquidaciones de la CNMC, permite minimizar los costes derivados de la actual coyuntura de tipos de interés negativos, y ello sin perjuicio de las posibles revisiones o ajustes que pudieran ser objeto de regularizaciones subsiguientes.

Por otra parte, dado que las liquidaciones mensuales son provisionales y a cuenta, se modificarían los plazos de entrega de las aportaciones al Fondo para “acompararlos” a los plazos establecidos para las liquidaciones provisionales a cuenta de un ejercicio.

Si así se considerara, se propone la siguiente redacción: “*el día 20 de cada mes, el IDAE, en calidad de gestor del FNSSE, realizará un ingreso en cuenta del*

¹⁸ Aproximadamente, un sujeto con ese volumen de ventas debería aportar al FNSSE 1 millón de € en 2021 y 5 millones de € en 2025.

sistema eléctrico de la CNMC por la cantidad disponible en dicha fecha y destinada a la financiación de los costes del régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos regulado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre”.

Alternativamente, se podría adelantar un mes la fecha de libramientos (es decir, antes del último día del mes siguiente al de cierre de cada trimestre) y reducir a la mitad los plazos anteriormente descritos. En todo caso se podría adelantar el libramiento correspondiente a noviembre a finales de octubre, pues repercute en la liquidación 10 de cada año, cuyos ingresos son efectivos a lo largo del mes de diciembre, y reviste por ello particular relevancia para el cierre de año natural y fiscal.

5.1.5. Posibles alternativas para mitigar el riesgo de incumplimientos en el ingreso de las cuotas al FNSSE

Ante los casos de fraude señalados anteriormente, en los que se produce la desaparición de facto de la compañía incumplidora, el régimen sancionador resulta ineficaz para recuperar las cantidades defraudadas. En consecuencia, se propone establecer medidas preventivas que eviten estos comportamientos y que garanticen la obtención de los ingresos del Fondo.

En particular, se proponen las siguientes medidas:

a) Incorporar una disposición adicional en la Ley 34/1998 y en la Ley 24/2013 para agilizar el traspaso de los clientes de los comercializadores con impagos a los comercializadores de último recurso

Tal y como ya se ha indicado en otros informes sobre los impagos de los peajes y la energía, en aras de preservar la sostenibilidad económica del sistema, el APL debería contemplar un procedimiento de traspaso ágil provisional al Comercializador de Último Recurso (en el sector del gas) o al Comercializador de Referencia (en el sector de la electricidad) de los clientes de gas y electricidad de los sujetos obligados que incurran en impagos de peajes, cargos, balance de energía no cubiertos por garantías y aportaciones al FNSSE.

b) La inclusión de los impagos al FNSSE entre los motivos para la inhabilitación de agentes obligados

La Ley del Sector eléctrico, en su artículo 47 prevé que, en caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, se pueda declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador. El artículo 46 prevé como requisitos de la actividad, entre otros, las compras de energía y el abono del peaje. Sería conveniente que el

artículo 46 contemplara también como requisitos de la actividad el abono de la cuota correspondiente del FNSSE de tal forma, que su impago pudiera ser causa para la inhabilitación del comercializador.

En el artículo 81.2 de la Ley 34/1998 del sector de Hidrocarburos establece las obligaciones de los comercializadoras de gas natural por lo que sería conveniente incluir una nueva obligación el abono de la cuota correspondiente del FNSSE de manera que el impago de dicha cuota pudiera constituir un motivo de inhabilitación para ejercer dicha actividad.

También cabría incluir en el APL que la inhabilitación no supondrá la prescripción de las obligaciones de contribución al FNSSE por la actividad, hasta el momento de la inhabilitación.

De forma análoga, el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas de carburantes y combustibles petrolíferos, aprobado por el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, establece como posible causa de inhabilitación de un operador al por mayor de productos petrolíferos el incumplimiento de los requisitos establecidos para ejercer la actividad, los cuales quedan establecidos en el propio Estatuto de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Sería conveniente introducir en el listado de requisitos la realización de las aportaciones al FNSSE y que su impago pudiera ser igualmente causa de inhabilitación. La misma medida se propone en relación al GLP, en cuyo caso sería necesaria la modificación del Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo, aprobado por Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre.

c) Supervisión de las obligaciones de los sujetos obligados en el sector de los productos petrolíferos

El artículo 7 del APL establece a grandes rasgos el procedimiento para el pago y aplicación de las aportaciones al FNSSE. Los sujetos obligados deberán hacer cuatro ingresos al Fondo a lo largo del año, los días 31-ene, 30-abr, 31-jul y 31-oct. La cuantía a ingresar en cada ocasión es la correspondiente a las ventas del trimestre natural anterior al momento del pago.

Dada la proximidad temporal entre la venta computable y el momento del ingreso al Fondo es muy posible que, en lo que a productos petrolíferos se refiere, las ventas empleadas para dicho ingreso no sean las definitivas y puedan estar sujetas a cambios posteriores por errores en la contabilización de las mismas o en la asignación del destino final. Es por ello por lo que se considera adecuado, según se establece en el apartado 3 del artículo, que los sujetos reporten de nuevo a lo largo del primer trimestre de cada año las cantidades suministradas y las

aportaciones realizadas al FNSSE el año anterior al objeto, se entiende, de que se lleven a cabo las correspondientes regularizaciones y mecanismos de control.

Como comentario general y dado que por diferencia con el sector eléctrico y gasista no existen liquidaciones que sirvan para conocer fehacientemente la demanda se señala la importancia de que la Administración pueda llevar a cabo un control exhaustivo de las ventas globales de cada sujeto obligado y, más en particular, de las ventas sujetas a exención. En consecuencia, se considera oportuno exigir en los envíos anuales a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 7 del APL, las cantidades de energía suministrada en el año natural precedente debidamente auditadas por una empresa independiente.

5.2. Capítulo III. Infracciones y sanciones

El capítulo III del Anteproyecto (artículos 8 a 12) establece el régimen sancionador, respecto del cual se realizan las siguientes consideraciones:

Con carácter previo conviene resaltar que la configuración del Fondo y, en concreto, el régimen sancionador previsto en el mismo, guarda paralelismo con la regulación del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética previsto en el capítulo IV de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, cuya última redacción procede del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

5.2.1. Artículo 8. Infracciones en el ámbito de aportaciones al FNSSE

El artículo 8 establece, en sus distintos apartados, las infracciones muy graves, graves y leves en el ámbito de las aportaciones al FNSSE. Su contenido guarda estrecha similitud con el artículo 79 de la citada Ley 18/2014.

Entre las infracciones muy graves figura (apartado 1.b) “*El falseamiento u ocultación de datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración*”. Aunque tal redacción es similar, según lo indicado, a la del artículo 79.1.d) de la Ley 18/2014, se señala la posibilidad de valorar que el tipo aluda, no solo a “ventas”, sino a “ventas y/o consumos” de energía, para el caso de que dichos consumos deban ser objeto de información, en vista de que para ciertos sujetos obligados tal magnitud será la relevante a efectos del cálculo de su aportación¹⁹. Asimismo, dado que el tipo infractor

¹⁹ Artículo 6.4: “*La aportación de cada sujeto será proporcional, en el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales, en el caso de consumidores directos en mercado de electricidad, a su consumo eléctrico, en el caso de los consumidores directos de gas, a su consumo de gas, y en el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases*”

establece la infracción de consiste en el falseamiento de la información “que se solicite” por la Administración, sería conveniente que dicha facultad de solicitar información sobre ventas y/o consumos de energía y productos petrolíferos se estableciese de manera expresa en el articulado²⁰.

Este mismo comentario se puede hacer extensible al artículo 8.2.c (comunicación de datos inexactos sobre ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración)²¹. Por otro lado, se observa una errata en dicho artículo (cuya redacción es idéntica al art. 79.2.e de la Ley 18/2014), pues alude a la determinación de las obligaciones de ‘ahorro’, cuando parece que debería decir ‘aportación’.

El artículo 8.3.c) considera infracción leve el retraso en la comunicación de datos que dificulte, aunque no impida, la determinación de las obligaciones de aportación. El artículo aclara que el plazo de prescripción empezará a contarse a partir del día siguiente al de la publicación de la orden establecida en el artículo 4.2²². La redacción anterior guarda semejanza con la actualmente prevista para el artículo 79.3.e) de la Ley 18/2014. Dicho artículo, cuya redacción procede del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, califica como infracción, también leve, el

licuados del petróleo, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor y a consumidores finales, expresadas en GWh. En el caso de los distribuidores de productos petrolíferos la aportación será proporcional a la parte de sus ventas y/o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor o por otros distribuidores al por menor y en el caso de los consumidores de productos petrolíferos será proporcional a la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos”. En cambio, los consumidores directos de energía y los consumidores de productos petrolíferos no son sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética (art. 69.1 de la Ley 18/2014: “1. Se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, en adelante, sujetos obligados del sistema de obligaciones, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro.”

²⁰ Sí se alude a un deber de información sobre medios de pago específicos con relación a la compensación a taxis establecida en el artículo 6.3. Asimismo, el artículo 7.3 establece una obligación de remisión al IDAE de cantidades de energía suministrada y aportaciones realizadas al fondo en el ejercicio anterior, debiendo establecerse el formato del envío de información por resolución de la DGPEM.

²¹ Artículo 8.2.c): “El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que impida la determinación de las obligaciones de ahorro”.

²² Artículo 8.3.c): “El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que dificulte, aunque no impida, la determinación de las obligaciones de aportación al FNSSE. A estos efectos, la prescripción de la infracción a la que se refiere el artículo 10.1 empezará a contarse a partir del día siguiente al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la correspondiente orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la que se refiere el artículo 4.2”.

retraso en la comunicación de datos sobre ventas de energía y otra información que dificulte, aunque no impida la determinación de las obligaciones de ahorro²³.

La finalidad del último inciso de ambos artículos (tanto el 79.3.e como este artículo 8) sería aclarar el *dies a quo* del plazo prescriptivo (la publicación de la orden para la cual resulta precisa la información) pues, de otro modo, en atención a la doctrina del Tribunal Supremo (STS de 9 de julio de 2020), la infracción habría de considerarse permanente, de manera que no se iniciaría el plazo prescriptivo en tanto la información no fuese debidamente remitida. Desde la perspectiva de la seguridad jurídica, tal añadido se considera adecuado.

5.2.2. Artículo 9. Sanciones por las infracciones tipificadas en el ámbito de aportaciones al FNSSE

El artículo 9 del APL establece las sanciones correspondientes a las diferentes sanciones. Las multas previstas para las infracciones muy graves, graves y leves coinciden con la escala prevista en el artículo 81 de la Ley 18/2014 para las infracciones en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética.

A su vez, y de modo similar al citado artículo 81 de la Ley 18/2014, se establece el límite del 10% del importe anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10% del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos.

Junto a ello, se permite una aplicación de la escala correspondiente a la clase o clases que precedan en gravedad a aquella en que se integra la considerada, en determinadas circunstancias. Tal previsión constituye una específica aplicación a este ámbito del principio de proporcionalidad establecido en el artículo 29.4 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de manera que, desde tal punto de vista de la proporcionalidad, resulta adecuado²⁴.

5.2.3. Artículo 10. Prescripción de infracciones y sanciones.

²³ Art. 79.3.e), citado: “e) El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que dificulte, aunque no impida, la determinación de las obligaciones de ahorro. A estos efectos, la prescripción de la infracción a la que se refiere el artículo 83 empezará a contarse a partir del día siguiente al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la correspondiente orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la que se refiere el artículo 70”.

²⁴ Art.29.4, citado: “Cuando lo justifique la debida adecuación entre la sanción que deba aplicarse con la gravedad del hecho constitutivo de la infracción y las circunstancias concurrentes, el órgano competente para resolver podrá imponer la sanción en el grado inferior”.

Como los anteriores, el artículo 10 del APL contiene previsiones similares a las del artículo 83 de la Ley 18/2014, referido este último a las obligaciones sobre eficiencia energética.

En particular, el mencionado artículo 10 regula los mismos plazos prescriptivos para las infracciones y sanciones muy graves, graves y leves que el citado artículo 83.

Al respecto únicamente procede advertir de la errata del apartado 1 del artículo 10 en tanto se refiere a las infracciones previstas en este “título”, cuando debería decir “capítulo”.

5.2.4. Artículo 11. Procedimiento sancionador.

El artículo 11 del APL establece el procedimiento sancionador aplicable. En tal sentido, señala que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, debiendo ajustarse a lo dispuesto en la Ley 39/2015, a salvo de las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo. Su contenido coincide, en lo sustancial, con el del artículo 86 de la Ley 18/2014.

5.2.5. Artículo 12. Naturaleza de las sanciones y responsabilidades

El artículo 12 del APL, referido a la naturaleza de las sanciones y responsabilidades, guarda cierto paralelismo con el artículo 85 de la Ley 18/2014, y con el artículo 77 de esta última Ley (en lo relativo a los apartados 2 y 3 de dicho artículo 12).

Si bien los apartados 2 y 4 del artículo 12 tienen su correspondencia con los artículos 77.1 y 85.2, respectivamente, de la Ley 18/2014, la circunstancia de que en el Anteproyecto aparezcan como apartados distintos de un mismo artículo puede dar lugar, desde el punto de vista de la técnica normativa, a una reiteración innecesaria²⁵.

Por otro lado, la exclusión de *bis in ídem* contenida en el artículo 12.6 se considera adecuada en vista del último inciso del artículo 12.2, citado, según el cual la infracción administrativa no excluye otras eventuales responsabilidades, incluida la penal. La interpretación conjunta de ambos artículos lleva a excluir la posibilidad de sancionar acumulativamente hechos con la señalada identidad de sujeto, hecho y fundamento por ambas vías (administrativa y penal). Esta interpretación se ve confirmada por la exigencia del apartado 7 de suspender las actuaciones

²⁵ Art.12.2: “Las personas físicas o jurídicas que realicen por acción u omisión hechos constitutivos de infracción, aun a título de simple inobservancia, incurrirán en responsabilidad administrativa conforme a lo que se establece en este capítulo, sin perjuicio de la responsabilidad exigible en vía penal, civil o de otro orden a que pudieran dar lugar”. Art. 12.4: “La responsabilidad administrativa por las infracciones tipificadas en este capítulo no excluye las de otro orden a que hubiere lugar.”

administrativas ante el indicio de que la infracción pudiera ser constitutiva de delito y por el contenido del apartado 8 en lo relativo a los hechos probados de la eventual resolución judicial que declare la inexistencia de delito.

Finalmente, el apartado 10 se refiere a la posible reducción de la sanción económica por importe de, al menos el 20%, en caso de pago del presunto responsable, en los términos del artículo 85.3 de la Ley 39/2015:

10. El pago voluntario por el presunto responsable en cualquier momento anterior a la resolución implicará la terminación del procedimiento y una reducción de la sanción económica de, al menos, el 20%, sobre el importe de la sanción propuesta, en los términos previstos en el artículo 85.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. El porcentaje de reducción previsto en este apartado podrá ser incrementado reglamentariamente.

La regulación anterior, que no tiene equivalente en la Ley 18/2014, si bien se remite al artículo 85.3, no contempla en su integridad el régimen de dicho artículo. El citado artículo 85.3 hace referencia, no a una, sino a dos posibles reducciones de la cuantía de la multa, que son acumulables: un 20% por reconocimiento de la responsabilidad y otro 20% por el pago antes de la resolución²⁶. De este modo, la reducción de la sanción podría alcanzar el 40% según la Ley 39/2015, aunque su efectividad está condicionada al desistimiento o renuncia de cualquier acción o recurso en vía administrativa contra la sanción.

En vista de ello, la redacción prevista suscita diversas dudas. La primera de ellas es si tal regulación desplaza la regulación general del artículo 85 de la Ley 39/2015, de modo que, para estas infracciones, no cabría la reducción del 20% resultante del reconocimiento expreso de la responsabilidad, sino únicamente la del 20% derivado del pronto pago. Por otro lado, dicha reducción del 20% por pronto pago no se condiciona, como sí hace el artículo 85.3, al desistimiento o renuncia de acciones en vía administrativa.

En vista de las dudas suscitadas, se considera preferible suprimir esta regulación específica que, si bien se remite al artículo 85.3 de la Ley 39/2015, no guardaría coherencia con el mismo, suscitándose dudas sobre lo pretendido en este caso particular.

²⁶ Art. 85.3. “En ambos casos, cuando la sanción tenga únicamente carácter pecuniario, el órgano competente para resolver el procedimiento aplicará reducciones de, al menos, el 20 % sobre el importe de la sanción propuesta, siendo éstos acumulables entre sí. Las citadas reducciones, deberán estar determinadas en la notificación de iniciación del procedimiento y su efectividad estará condicionada al desistimiento o renuncia de cualquier acción o recurso en vía administrativa contra la sanción”.

Adicionalmente se considera que el importe de las sanciones podría ser transferido al Fondo.

5.3. Disposición transitoria primera. Marco transitorio para la aplicación gradual del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico

La disposición transitoria primera establece un período transitorio de 5 años para ir trasladando de manera lineal y gradual los costes al FNSSE, permitiendo de esta forma la adaptación progresiva de los sujetos obligados y los consumidores de los distintos vectores energéticos. Durante este período transitorio la parte del coste del régimen retributivo específico no cubierta por el FNSSE seguirá financiándose con los cargos del sistema eléctrico. Al final del periodo de 5 años, la totalidad de los costes objeto de la financiación por el FNSSE será asumida por éste, desapareciendo la contribución procedente de los cargos del sistema eléctrico.

La MAIN asume un importe de 4.765 M€ para la aportación total al FNSSE procedente de los ingresos directos de los operadores energéticos *«Asumiendo que esta comienza en 2021 (año completo) y que se mantiene un reparto en el mix energético como el actual [...]»*. No se detalla cuál es importe global anual de la retribución específica que correspondería financiar mediante dicha aportación, importe global del cual parece se detraerían los ingresos asignados a este mismo fin recaudados en aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, o vía la subasta de derechos de emisión y si la aportación incluye o no la compensación.

En el cuadro inferior se muestra las aportaciones al FNSSE por sector energético según la MAIN que acompaña al APL. Si se asume que recoge la financiación de la retribución RECORE, la retribución implícita en el escenario ascendería a 4.765 M€ en todos los ejercicios. En caso de considerar además los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 de entre 2.500 M€ y 3.000 M€ anuales (en línea con los ingresos previstos anualmente en las correspondientes Leyes de Presupuestos Generales del Estado), el importe de la retribución RECORE estaría entre 7.265 M€ y 7.765 M€, suponiendo que las aportaciones al FNSSE no incluyen las compensaciones del artículo 6 del APL, importe superior al previsto por la CNMC para el ejercicio 2021 (6.250 M€), que se estima se mantendrá constante al menos durante el primer semiperíodo.

En el caso de suponer que la retribución RECORE estuviera alineada con la estimación de la CNMC para el ejercicio 2021, las compensaciones previstas en el artículo 6 rondarían los 1.500 M€. No obstante, deberían aclararse estos extremos en la tabla incluida en la página 22 de la MAIN.

Cuadro 5. Aportaciones al FNSSE por sector energético

Año	Aportación FNSSE electricidad			Aportación FNSSE gas			Aportación FNSSE prod. petr.			Total	
	M€	% FNSSE	% total	M€	% FNSSE	% total	M€	% FNSSE	% total	M€	% asumido FNSSE
2021	300	31,50%	6,30%	236	24,80%	4,96%	417	43,70%	8,74%	954	20,00%
2022	600	31,50%	12,60%	472	24,80%	9,92%	834	43,70%	17,48%	1.907	40,00%
2023	900	31,50%	18,90%	709	24,80%	14,88%	1.251	43,70%	26,22%	2.859	60,00%
2024	1.200	31,50%	25,20%	945	24,80%	19,84%	1.668	43,70%	34,96%	3.812	80,00%
2025	1.500	31,50%	31,50%	1.181	24,80%	24,80%	2.085	43,70%	43,70%	4.765	100,00%

Fuente: Memoria del APL

Análogamente, cabría plantearse que las compensaciones, parcial o totalmente, fueran financiadas por los Presupuestos Generales del Estado, tal y como ya se plantea para la compensación de cargos de electricidad de los consumidores electrointensivos en el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos.

5.4. Disposición transitoria segunda. Aplicación del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico en el ejercicio 2021

La disposición transitoria segunda establece el coste unitario en términos de €/MWh para cubrir el coste previsto correspondiente al ejercicio 2021. Estos costes unitarios se aplican a los correspondientes combustibles aplicando los factores de conversión recogidos en el Anexo.

Las aportaciones de los sujetos obligados se realizarán a partir del siguiente trimestre completo posterior a la entrada en vigor de la Ley, debiéndose producir el ingreso antes del último día del mes posterior a cada uno de los trimestres. Antes del último día del segundo mes posterior a cada uno de los trimestres, el IDAE realizará un ingreso en la cuenta de las liquidaciones de la CNMC destinada a la financiación de la retribución RECORE.

Respecto de la aplicación del FNSSE en el ejercicio 2021 se advierte de que, dados los plazos de tramitación de una Ley, parece probable que el primer trimestre de aplicación no sea antes del tercero del ejercicio (julio-agosto-septiembre), lo que implica que no se ingresarían las aportaciones al Fondo en la cuenta de las liquidaciones de la CNMC antes del último día del segundo mes posterior (esto es, antes del 30 de noviembre). De lo anterior cabe deducir que en el ejercicio 2021 difícilmente podrá financiarse el 20% con cargo al FNSSE, lo que debiera tenerse en cuenta en el momento de aprobación de los cargos.

Por otra parte, teniendo en cuenta el actual contexto de tipos de interés negativos cabría plantearse que los ingresos en la cuenta de las liquidaciones de la CNMC se produjeran antes del último día del mes inmediatamente posterior (31 de octubre), sin perjuicio de posibles regularizaciones ulteriores.

Adicionalmente, con el fin de que la obligación de aportación al fondo pueda ser tenida en cuenta por parte de los comercializadores en la elaboración de los nuevos contratos de suministro y en la actualización de los ya formalizados, sería conveniente que las cuotas de aportación al fondo fueran publicadas con la mayor antelación posible antes de su aplicación. En este mismo sentido, también debería conocerse con la mayor antelación posible el impacto que supone la creación de este Fondo en los cargos del sistema eléctrico, para agilizar su traslado a los consumidores de electricidad.

Tal y como se justifica en la MAIN, con el fin de lograr una aplicación inmediata de la Ley, la disposición transitoria primera establece la aportación unitaria de los sujetos obligados en €/MWh. Para el caso concreto de los productos petrolíferos se aportan en el Anexo del APL sendas tablas con los factores de conversión de unidades de volumen a unidades másicas (Tm/m^3) y de unidades másicas a unidades energéticas (tep/Tm), necesarias para hacer las correspondientes conversiones de las unidades habituales de venta de estos productos a GWh.

Los factores de conversión “ tep/Tm ” y “ Tm/m^3 ” que recoge el Anexo son los contemplados en la Resolución de 30 de abril de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el procedimiento de envío de información de los sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética, en lo relativo a sus ventas de energía, de acuerdo con la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Dada la mayor penetración de los biocarburantes en el mercado, en relación al año 2015, y dado que las ventas de estos productos (en estado puro o mezclados) son ventas exentas del cómputo de la obligación de aportación al FNSSE, se recomienda completar ambas tablas del Anexo con todos los tipos de biocarburante recogidos en el Anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Adicionalmente, se recomienda incorporar en la tabla de “ Tm/m^3 ” la densidad aplicable al GLP, a partir de las especificaciones que para este producto se establecen en el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

5.5. Disposición final tercera. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

Mediante la disposición final tercera se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del sector eléctrico con objeto de eliminar el punto 5 del artículo 19, en

el que se establece la imposibilidad de revisar a la baja los cargos mientras existan anualidades pendientes de cobro.

Teniendo en cuenta que conforme a la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 23/2020 y la Orden TED/952/2020, se han destinado los fondos de la cuenta específica del superávit eléctrico a cubrir el desajuste de ingresos de los ejercicios 2019 y 2020, se considera adecuada la eliminación del artículo 19.5.

5.6. Disposición adicional nueva relativa a los costes financieros derivados de los fondos correspondientes a la financiación con cargo a Presupuestos Generales del Estado

El APL contempla en su artículo 1.4 que *«Podrán atenderse con cargo a las dotaciones del FNSSE los gastos de administración que ocasione su gestión, incluidos los gastos financieros de las cuentas gestionadas por la entidad encargada de su administración.»*, previsión análoga a la introducida en el artículo 13.3.n) por la disposición final 1 del RD-ley 23/2020, de 23 de junio, el cual establece que *«Los gastos ocasionados por las cuentas gestionadas por el organismo encargado de las liquidaciones para realizar la liquidación de los costes regulados del sector eléctrico, salvo en los casos en que esté previsto que tales costes sean deducidos de los saldos que existan en la cuenta en favor de los titulares del derecho de que se trate. Los gastos ocasionados por la cuenta específica relativa al superávit de ingresos serán deducidos del saldo existente en dicha cuenta.»*

Ahora bien, dichas previsiones no serían en rigor de aplicación en el caso del 50% de los extracostes no peninsulares financiados con cargo a Presupuestos Generales del Estado (PGE), en tanto *«las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del Sistema eléctrico»*, según lo establecido en la disposición adicional decimoquinta de la propia LSE.

Ante la actual coyuntura de tipos de interés negativos, se solicita la inclusión en el APL de una disposición adicional de tenor análogo al citado artículo 13.3.n) LSE, pero expresamente aplicable a la financiación con cargo a PGE prevista en su disposición adicional decimoquinta.

5.7. Disposición final nueva relativa al informe de la CNMC en la resolución de conflictos de conexión de competencia autonómica

El acceso —que otorga el derecho de uso de la capacidad de la red para evacuar o recibir energía— queda salvaguardado mediante la intervención del organismo

regulador²⁷; ahora bien, las discrepancias en la conexión —vinculada a las instalaciones que permiten el acoplamiento físico a un punto concreto de la red— son resueltas por la administración competente para autorizar las instalaciones afectadas. Así, el artículo 33.5 de la LSE reproducido a continuación establece que (el resaltado es nuestro):

«5. Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución de competencia de la Administración General del Estado se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

*Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.***

Las discrepancias se resolverán de manera individualizada para cada uno de los casos concretos, con arreglo a los criterios señalados en el apartado 4. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el órgano competente correspondiente en el plazo máximo de un mes contando desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.»

Según la disposición transitoria undécima de la propia LSE, su artículo 33 será aplicable una vez se produzca el desarrollo reglamentario de los criterios para la concesión de los permisos de acceso y conexión. Este desarrollo se ha iniciado con la reciente publicación del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y se completará con la inminente aprobación de la Circular de la CNMC por la que se establecen la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a dichas redes de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

De mantenerse la redacción actual del citado artículo 33.5 de la LSE, en breve la CNMC debería elaborar informe preceptivo a todos y cada uno de los conflictos de conexión, también de aquellos cuya resolución no le compete y sobre los que

²⁷ Conforme al artículo 33.3 de la LSE «*La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución.*»

carece de conocimiento detallado, porque versan sobre infraestructuras de conexión autorizadas por la Comunidad Autónoma correspondiente. Esto conllevaría un incremento de las cargas administrativas y una considerable demora en los plazos de resolución de los conflictos de conexión. Por ello, se propone incluir una disposición final cuyo redactado elimine, del segundo párrafo del artículo 33.5, el texto resaltado en el mencionado artículo: [~~“(…)previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado).~~]

Siendo claramente óptima para la finalidad que se persigue la propuesta señalada, de manera subsidiaria, se podría circunscribir la emisión de informe por parte de la CNMC a los supuestos en que la discrepancia afecte «*a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.*»

6. Conclusión

Esta Comisión comparte plenamente el objetivo del APL, en la medida en que mejora la competitividad de la energía eléctrica frente a los combustibles fósiles y supone un impulso a la electrificación y la descarbonización de la economía. Este aspecto ha sido puesto de manifiesto por la CNMC en sucesivos informes y más recientemente en el Informe sobre la Propuesta Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, aprobado por el Pleno de la Comisión el pasado 7 de octubre de 2020²⁸ (IPN/CNMC/017/20), tal y como recoge la Exposición de motivos del Anteproyecto de Ley.

Todo ello, sin perjuicio de las observaciones realizadas en los epígrafes anteriores.

²⁸ Disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3197428.pdf>

**ANEXO I - ALEGACIONES DE LOS
MIEMBROS DEL CONSEJO
CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD Y
DEL CONSEJO CONSULTIVO DE
HIDROCARBUROS
CONFIDENCIAL**