

**INFORME SOBRE EL ANTEPROYECTO DE LEY POR LA QUE SE ACTÚA  
SOBRE LA RETRIBUCIÓN DEL CO<sub>2</sub> NO EMITIDO DEL MERCADO  
ELÉCTRICO**

**Expediente Nº: IPN/CNMC/016/21**

**PLENO**

**Presidenta**

D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién

**Vicepresidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D<sup>a</sup>. María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D<sup>a</sup>. María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 17 de junio de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el '*Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico*', el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2.a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

---

## Contenido

1	ANTECEDENTES	2
2	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA	4
3	CONSIDERACIONES GENERALES	6
3.1	Sobre la determinación de las instalaciones afectadas (en función de su acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005)	6
3.2	Sobre el ámbito de aplicación	7
3.3	Sobre la evolución del precio del CO <sub>2</sub>	9
3.4	Sobre el efecto en el mercado de electricidad	12
3.5	Sobre el destino de los ingresos	15
4	CONSIDERACIONES PARTICULARES	17
4.1	Sobre la consideración de las repotenciaci3nes	17
4.2	Sobre el impacto al desarrollo de la hibridaci3n	17
4.3	Sobre la exclusi3n de las instalaciones de potencia neta igual o inferior a 10 MW	18
4.4	Sobre el c3lculo de la cuantía de la minoraci3n	18
4.5	Sobre la relaci3n entre la minoraci3n de los ingresos y la liquidaci3n de los impuestos aplicables a la producci3n el3ctrica	23
5	CONCLUSI3N	24
6	ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD	25
7	ANEXO 2: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD	26

---

## 1 ANTECEDENTES

El 2 de junio de 2021 tuvo entrada en el registro de la Comisi3n Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transici3n Ecol3gica y el Reto Demogr3fico (MITERD) adjuntando para informe el “*Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribuci3n del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado el3ctrico*” (APL), acompaado de su correspondiente memoria de an3lisis de impacto normativo (MAIN).

El APL tiene por objeto regular un mecanismo para minorar la retribución de las centrales inframarginales y no emisoras de CO<sub>2</sub> que fueron puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, las cuales perciben de manera recurrente el precio de casación del mercado, un precio que, cuando es fijado por centrales emisoras de CO<sub>2</sub>, lleva incorporado el coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Se trata de un coste en el que incurren las centrales marginalistas y que internalizan en las ofertas que estas hacen al mercado, pero que sin embargo no soportan el resto de centrales inframarginales que no emiten CO<sub>2</sub>.

De acuerdo con la MAIN, la minoración de la retribución se justifica en el hecho de que las instalaciones inframarginales y no emisoras no soportan el coste del CO<sub>2</sub> y, por tanto, representa un sobre-ingreso para sus titulares y un sobre-coste para los consumidores, que soportan un mayor precio de la electricidad, sin que puedan ser compensados por ello. La cuestión adquiere relevancia en este momento por la reciente evolución al alza de la cotización de los derechos de emisión en el mercado europeo, que están alcanzando valores superiores a los 50 €/ton CO<sub>2</sub>, esto es, un incremento del 150% respecto al valor de hace un año.

El APL propone minorar la retribución de las instalaciones que se construyeron y entraron en operación con anterioridad a la puesta en marcha del mercado de derechos de emisión (2005), porque se entiende que dichas inversiones fueron realizadas sin conocer el desarrollo del mercado de CO<sub>2</sub> y, por tanto, no puede alegarse que los sobre-ingresos por este concepto fueron tenidos en cuenta por los titulares al estimar la posibilidad de recuperar sus costes de inversión.

Además, la MAIN argumenta que dichas centrales no emisoras y anteriores a 2005, por sus características y condicionantes sociales y ambientales, no son “contestables”, o lo que es lo mismo, que no parece probable ni viable la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de la misma tecnología y características (nucleares, grandes hidroeléctricas), tales que puedan competir en el mercado con las ya existentes, empujando los precios a la baja. Es decir, la situación de sobre-ingresos que les proporciona el mercado del CO<sub>2</sub> no sería temporal, sino que se perpetuaría en el tiempo, ya que, según reflejan las cotizaciones de los mercados de futuros, el precio de los derechos de emisión se mantendrá elevado en los próximos años, incluso por encima de su valor actual.

Con fecha 2 de junio de 2021 y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de cinco días hábiles a contar desde la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como Anexo 2 a este informe.

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

El APL consta de una exposición de motivos y una parte dispositiva con dos capítulos, seis artículos, una disposición transitoria, dos disposiciones adicionales, tres disposiciones finales y un anexo.

El **capítulo I**, de disposiciones generales, está formado por tres artículos.

En el **artículo 1** se establece el objeto de la norma, que es regular un mecanismo para minorar la retribución de las centrales inframarginales y no emisoras de CO<sub>2</sub> que fueron puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión.

En el **artículo 2** se regula el ámbito de aplicación, esto es, a los titulares de cada una de las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005, cualquiera que sea su tecnología. Se excluye de este ámbito a las instalaciones de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, a las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico y a las instalaciones de potencia neta igual o inferior a 10 MW, con independencia de su fecha de puesta en servicio.

El **artículo 3** dispone que la minoración será de aplicación a la totalidad de la producción de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación, con independencia de la modalidad de contratación utilizada, ya que se considera que la energía vendida a través de contratos bilaterales tiene también internalizado el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario.

El **capítulo II** lo conforman los artículos 4, 5 y 6.

El **artículo 4** establece la fórmula para el cálculo de la minoración. El importe de minoración equivale a una estimación del valor de la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido que obtienen las tecnologías no emisoras en el mercado mayorista de electricidad como consecuencia de la internalización en los precios marginales de la electricidad del coste de adquisición de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Este importe se calcula para cada instalación como una función de su producción mensual, medida en barras de central; el precio medio de la tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> en el mes; el factor de emisión medio del mercado diario MIBEL en el mes, medido en toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> por MWh y tomando en consideración los porcentajes de horas en que han marcado el precio marginal cada una de las tecnologías emisoras en ese mes; y, por último, un parámetro  $\alpha$  de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor 0,90, con el objetivo de que las centrales no emisoras afectadas por el APL sigan percibiendo, parcialmente, la señal de precios que internaliza el coste de emisión.

Hay que aclarar al respecto que, en el cálculo de los porcentajes de las horas en que han marcado precio las tecnologías marginales, también se consideran las

horas en que marca el precio una tecnología no emisora cuando existe oferta térmica en el entorno del  $\pm 10\%$  de dicha oferta, ya que se considera que ha internalizado el coste de emisión (o lo es que los mismo cuando marca el precio la tecnología hidráulica o cualquier otra renovable).

El **artículo 5** regula el procedimiento para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones. Se prevé que se lleve a cabo trimestralmente, por parte del organismo encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico, para cada uno de los meses del trimestre anterior. Las cantidades deberán ser ingresadas en los dos meses siguientes a la notificación de la liquidación, si bien se considerarán pagos a cuenta hasta la liquidación final, que se produce cuando se conocen las medidas definitivas en el ejercicio posterior.

Por último, el **artículo 6** regula la naturaleza y destino de los importes recaudados, que serán considerados ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los cargos asociados a los costes del sistema referidos al fomento de las energías renovables a los que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. No obstante, se establece que el 10 por ciento de lo recaudado se destinará a cofinanciar, en la parte correspondiente a las Administraciones Públicas, el coste del suministro de los consumidores vulnerables en riesgo de exclusión social.

La **disposición adicional primera** establece las obligaciones de información para la correcta liquidación y seguimiento de la minoración.

La **disposición adicional segunda**, da un mandato al Gobierno para revisar, en el plazo de dos meses desde su entrada en vigor, los precios de los cargos del sistema eléctrico.

La **disposición transitoria única** regula la minoración correspondiente al primer trimestre, estableciendo que la liquidación de la minoración correspondiente al periodo transcurrido entre la entrada en vigor de la ley y el inicio del primer trimestre completo se incluirá en la liquidación de dicho trimestre completo.

La **disposición final primera** recoge los títulos competenciales al amparo de los cuales se dicta la ley.

La **disposición final segunda**, habilita al Gobierno para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en esta ley, incluyendo la facultad de revisar los factores de emisión recogidos en el anexo y el valor del parámetro de modulación de la minoración.

Finalmente, la **disposición final tercera** regula la entrada en vigor de la ley el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

### 3 CONSIDERACIONES GENERALES

#### 3.1 Sobre la determinación de las instalaciones afectadas (en función de su acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005)

El artículo 1 del APL prevé afectar a las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero puestas en funcionamiento con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Esta Ley 1/2005 entró en vigor el 11 de marzo de 2005.

Con respecto a esta fecha, si bien ha de reconocerse que existe un marco internacional y europeo de regulación del comercio de derechos de emisión<sup>1</sup>, en el que se encuadra la Ley 1/2005, de 9 de marzo, el APL contempla la fecha de entrada en vigor de la Ley 1/2005, por considerar que se trata del momento en que tiene lugar en España la efectiva inclusión del sector de generación de electricidad en el régimen de comercio de derechos de emisión, lo que da la necesaria certidumbre regulatoria.

En el contexto del objetivo de la regulación que se quiere establecer, resulta razonable considerar una fecha después de la cual se excluya la aplicación de la medida de minoración de la retribución que contempla el APL (una fecha después de la cual se excluya la minoración por el motivo de que los generadores podrían haber tenido en cuenta, a la hora de invertir, esos sobre-ingresos derivados de la internalización de los costes del CO<sub>2</sub> por parte de los sujetos emisores). A este respecto, se considera que a partir de que el régimen de comercio de estos derechos está ya aprobado y, es aplicable efectivamente en España, es cuando los costes de CO<sub>2</sub> pasan a ser, un aspecto de necesaria consideración, para el cual, además, se cuenta con un determinado régimen concreto de derechos y de obligaciones.

Por todo ello, no puede decirse que la fecha de 11 de marzo de 2005, establecida en el Anteproyecto de Ley, haya sido determinada de forma arbitraria.

No obstante, sí cabe recordar que la Ley 1/2005, de 9 de marzo, es el resultado de la tramitación como proyecto de ley del Real Decreto-ley 5/2004, de 5 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (tramitación como proyecto de ley de dicho Real

---

<sup>1</sup> Como el Protocolo de Kioto de 1997 y la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.

Decreto-ley que se efectúa al amparo del artículo 86.3 de la Constitución Española). Este Real Decreto-ley 5/2004 entró en vigor el 29 de agosto de 2004.

### 3.2 Sobre el ámbito de aplicación

El artículo 1 del APL prevé afectar a las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero puestas en funcionamiento con anterioridad a la entrada en vigor (en fecha 11 de marzo de 2005) de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En el preámbulo del Anteproyecto se considera que estas instalaciones obtienen un sobre-ingreso porque, no emitiendo gases de efecto invernadero, ni teniendo, en consecuencia, que afrontar costes por los derechos de emisión, son inframarginales, y perciben de manera recurrente el precio asociado a los derechos de CO<sub>2</sub> que adquieren e internalizan las centrales que sí son emisoras cuando éstas fijan el precio marginal del mercado.

Ahora bien, en apoyo de la medida de la minoración de la retribución que se establece, el APL se apoya también en el argumento de que estas instalaciones se corresponden con centrales que no son contestables. Se trata de las centrales nucleares y las grandes hidráulicas (a las cuales se menciona expresamente) que, por los condicionantes ambientales y sociales existentes, ya no va a ser probable poner en marcha más instalaciones de dichas tecnologías en el futuro. Así lo justifica el preámbulo del APL, con mención específica a este tipo de instalaciones (nucleares y grandes hidroeléctricas):

*“Coincide además que dichas centrales no emisoras y anteriores a 2005, por sus características y condicionantes sociales y ambientales, no son “contestables”, queriendo decir esto que no parece probable ni viable la puesta en funcionamiento de, por ejemplo, nuevas centrales nucleares o grandes centrales hidroeléctricas que entraran en el mercado compitiendo con estas y otras tecnologías y empujando a la baja los precios. Por tanto, esta situación de sobre-retribución se perpetúa en el tiempo.”*

En esta misma línea, la MAIN del APL se refiere en varios puntos a este tipo de tecnologías, aludiendo además al hecho de que las mismas resultaron mencionadas específicamente por la sentencia de del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 17 de octubre de 2013 (por la que se examina la conformidad a Derecho europeo del mecanismo de minoración de los ingresos derivados de la asignación gratuita de los derechos de emisión):

*“Así, tanto la Sentencia del Tribunal Supremo como la Sentencia del TJUE reconocen que el sistema marginalista del mercado de la electricidad genera situaciones de “ganancias inmerecidas”, “en la medida en que la internalización del valor de los derechos de emisión en la estructura de costes se repercute en el*

*precio de la electricidad que percibe el conjunto de productores de energía eléctrica activos en el mercado mayorista de la electricidad en España*". (párrafo 36 de la STJUE de 17 de octubre de 2013)

Estas "ganancias inmerecidas", en el sistema anterior, se obtenían tanto por las tecnologías emisoras y marginales (por haber internalizado como coste los derechos de emisión que se les asignaron gratuitamente) como por las centrales que "no necesitan derechos de emisión, como las centrales hidroeléctricas y las centrales nucleares" (mismo párrafo de la STJUE).

(...)

*Ante los escenarios de precios de CO2 elevados que se prevén en los próximos años, las centrales afectadas por la minoración regulada en esta ley van a percibir beneficios extraordinarios que, debido a que emplean tecnologías que no son contestables se van a mantener en el tiempo (pues son centrales nucleares e hidroeléctricas, tecnologías agotadas en la práctica en España).*"

Ahora bien, cuando el APL regula, en su artículo 2, el "Ámbito de aplicación subjetivo", dispone, en cambio, que la minoración que se prevé por el APL se aplique a "instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005, cualquiera que sea su tecnología" (subrayado añadido). El precepto excluye sólo -aparte de las instalaciones de los territorios no peninsulares-, a las instalaciones que tengan reconocido un marco retributivo regulado y las que tengan una potencia de 10 MW o menos. No se plantea en dicho ámbito de aplicación, ninguna exclusión por el criterio de contestabilidad tecnológica.

Desde un punto de vista económico, las centrales que -por sus características- sean replicables ven limitada su capacidad de obtener una sobre-retribución, debido a que la incorporación de nuevos entrantes hará que se incremente la competencia en el medio plazo, llevando los precios de mercado a unos niveles más bajos.

Por contraposición, la ausencia, en el momento actual, de esa replicabilidad (debida a diversos motivos: tecnología, dimensiones, impacto ambiental o social...) podría justificar una limitación a los sobreingresos que obtendrían estas centrales derivados del mercado de los derechos de CO<sub>2</sub>. De hecho, como se ha indicado, en el propio preámbulo del APL se incluye esta justificación. Sin embargo, como se pone de manifiesto en la MAIN del APL (en el apartado de análisis de impactos), se prevé que el APL afectará, en realidad, a 1.500 MW de generación eólica – tecnología claramente contestable- que, en la actualidad, ya han superado la vida útil retributiva (prevista en el mecanismo de retribución regulada).

Cabe indicar que esa cifra de 1.500 MW irá, además, en aumento a lo largo del tiempo, en la medida en que otras instalaciones eólicas vayan superando la vida

útil retributiva, llegando a alcanzar los 8.000 MW en 2026, tal y como se muestra en la tabla siguiente:

**Tabla 1. Evolución de los MW correspondientes a las instalaciones con puesta en marcha anterior a 2005 que perderán su retribución específica en los próximos años**

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MW afectados	1.501	2.614	4.087	5.340	7.325	7.843

Fuente: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto demográfico

En este mismo sentido, el ámbito de aplicación afectaría también a unos 5.000 MW de instalaciones de bombeo, cuando esta tecnología sí es “contestable”, en tanto que el propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) prevé que, para cumplir con los objetivos medioambientales fijados a 2030, resulta necesaria la construcción de 3.500 MW adicionales de esta tecnología.

A este respecto, conjuntamente a la fecha de entrada del mecanismo de comercio de derechos de emisión que contempla el APL, cabría plantearse la introducción de un criterio de ausencia de contestabilidad de las instalaciones en la determinación del ámbito subjetivo de la medida que permita excluir a las instalaciones contestables.

### 3.3 Sobre la evolución del precio del CO<sub>2</sub>

Las centrales de generación de energía eléctrica inframarginales y no emisoras de CO<sub>2</sub> reciben el precio final de casación del mercado que va asociado a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> adquiridos e internalizados en las ofertas de las centrales emisoras, cuando son estas últimas las que fijan el precio marginal del mercado eléctrico. El precio del CO<sub>2</sub> ha pasado de niveles de unos 30€/ton CO<sub>2</sub> a comienzos del año 2021 a superar los 50€/ton CO<sub>2</sub> en mayo de 2021, cuando a comienzos del año 2019 se encontraba en el entorno de los 20-25€/tonCO<sub>2</sub>.

**Gráfico 1. Evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**



Fuente: Reuters. Elaboración CNMC

Se argumenta en la MAIN que la situación de sobre-ingresos que proporciona el precio del mercado de emisiones del CO<sub>2</sub> a las centrales inframarginales no emisoras de CO<sub>2</sub>, no es temporal, sino que se perpetuará en el tiempo, debido a que, según reflejan las cotizaciones de los mercados de futuros, el precio de los derechos de emisión se mantendrá elevado en los próximos años, incluso por encima de su valor actual.

Esta visión es coherente con el desarrollo esperado de las políticas medioambientales en la Unión Europea y los incentivos que éstas pretenden trasladar a la actividad económica y, en general, a la sociedad en los próximos años (horizontes a 2030 y a 2050).

En efecto, la Comisión Europea ha incrementado sus objetivos medioambientales en el contexto del Pacto Verde Europeo. Así, la Comisión Europea presentó en su Comunicación (2020) 562, de 17 de septiembre de 2020, el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% con respecto a los niveles de 1990 de aquí a 2030. Este objetivo supone un incremento significativo, comparado con el objetivo existente hasta entonces, de alcanzar una reducción de un 40% en 2030, y que se adopta por considerar que la senda hasta entonces vigente no hubiera permitido alcanzar el objetivo de neutralidad climática en 2050. Para lograr esas reducciones adicionales de las emisiones, está previsto que la Comisión Europea proponga este verano una revisión de los instrumentos de actuación relacionados con el clima, a través de la propuesta de Ley Europea del Clima. Entre otros aspectos, se prevé la revisión del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión, un mecanismo de ajuste del carbono en frontera, para sectores específicos, con el fin de atenuar el riesgo de fuga de carbono o la

revisión de las Directivas de eficiencia, de renovables y de fiscalidad energética. Todo ello, viene a sumarse a las medidas tomadas hasta ahora para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones del 40% a 2030, como han sido la retirada de excedentes de derechos de emisión a través de la Reserva de Estabilidad o el establecimiento de objetivos de reducción de emisiones a nivel de cada Estado miembro.

Teniendo en cuenta todo este contexto, se puede concluir que la rápida subida del precio de los derechos de emisión en los últimos meses no se trata de un fenómeno coyuntural, sino que, por el contrario, responde a los objetivos de la política medioambiental europea.

Así, ENSTOE estima en sus escenarios para el *Ten Year National Development Plan 2020* (TYNDP 2020) en el escenario *Global Ambition*, en el que contempla un futuro en el que prima la generación centralizada, un precio del derecho de CO<sub>2</sub> de 35 €/ton CO<sub>2</sub> para 2030 y de 80€/ton CO<sub>2</sub> para el año 2040. Por otra parte, en el escenario *Distributed Energy*, en el que se contempla una participación mayor de la generación descentralizada (*prosumers*), estima un precio del derecho de CO<sub>2</sub> de 53€/ton CO<sub>2</sub> en 2030 y 100 €/ton CO<sub>2</sub> para el año 2040. Por su parte, la Comisión Europea contempla alcanzar los 65€/ton CO<sub>2</sub> de acuerdo con el documento de evaluación de impacto de la intensificación de la ambición climática de Europa para 2030.

El incremento de precio de los derechos de CO<sub>2</sub> registrado en los últimos meses y el esperado a futuro, está provocando y provocará, a su vez, un incremento del precio del mercado de electricidad, especialmente durante el periodo hasta que lleguen las nuevas instalaciones de energía renovable en respuesta a las señales que proporciona esa evolución del precio del CO<sub>2</sub>. Todo ello, además, supondrá un incremento de la factura del consumidor sin que exista una garantía de que todas las tecnologías que reciben este mayor precio del mercado puedan responder a dichas señales, ante la no contestabilidad de algunas tecnologías específicas.

Esta circunstancia cobra una especial relevancia para la economía teniendo en cuenta la fuerte electrificación de la demanda térmica y del transporte prevista para 2030 de acuerdo con el PNIEC.

Por todo ello, cabe plantearse un mecanismo como el propuesto en el APL, por el que ante los efectos derivados de la política medioambiental europea, se traslade una parte del sobre-ingreso registrado por las centrales no emisoras y no contestables, que compense el coste asociado a la internalización del impacto medioambiental en el precio del mercado de electricidad de los consumidores eléctricos, máxime cuando esa internalización no pueda conllevar la atracción de inversiones en nuevas instalaciones, por tratarse de tecnologías no contestables

No obstante lo anterior, se considera necesario que se aborde con un enfoque global del sector energético en su conjunto, una reforma de la fiscalidad, orientada al cumplimiento más eficiente de los objetivos fijados en el PNIEC.

### **3.4 Sobre el efecto en el mercado de electricidad**

En el APL se regula la minoración de la retribución de las centrales inframarginales y no emisoras puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, por un importe equivalente al valor de la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido que obtienen en el mercado mayorista de electricidad, como consecuencia de la internalización en los precios marginales del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

Para calcular el nivel de internalización medio mensual del coste de emisión de CO<sub>2</sub> en el precio del mercado mayorista eléctrico, el APL contempla la determinación de un factor de emisión mensual de este mercado. Este factor se calcula estimando el porcentaje de horas en las que el precio de casación del mercado diario lo determina una tecnología emisora de CO<sub>2</sub> y, en cada una de esas horas, el factor correspondiente al de la tecnología que resulta marginal. Aunque la tecnología marginal no sea emisora de CO<sub>2</sub>, se considera que el precio sí internaliza el coste del CO<sub>2</sub> siempre que exista oferta de instalaciones emisoras en el entorno del 10% de la oferta que determina el precio marginal.

Es decir, si el precio marginal lo fija una instalación emisora, se considera que el precio ha internalizado en esa hora el coste del CO<sub>2</sub> y si no es así, se considera que lo ha internalizado siempre que existan ofertas de instalaciones emisoras en el entorno del marginal.

Esta metodología presenta, la ventaja de que no requiere la consideración de estimaciones de costes para su aplicación, evitándose así incurrir en una sobre estimación o subestimación de los costes marginales de las tecnologías emisoras en cada momento. También, la minoración a nivel mensual propuesto en el APL tiene la ventaja de evitar comportamientos estratégicos en las ofertas de las tecnologías gestionables<sup>2</sup>, lo que supondría una distorsión en el mercado.

Sin embargo, no se puede descartar que la consideración de las ofertas de las tecnologías emisoras para determinar el importe de la minoración de ingresos de las tecnologías no emisoras, pueda afectar a la forma en que los sujetos que cuentan con ambas tecnologías en su cartera de generación, puedan realizar esas ofertas. Así, por ejemplo, empresas titulares de tecnologías emisoras y no emisoras afectadas por el mecanismo del APL, podrían separar el precio de oferta

---

<sup>2</sup> Si el cálculo se realizara para cada central y cada hora en la que efectivamente ha producido, las centrales tendrían un incentivo a no resultar casadas en aquellas horas en las que estimaran que se iba a producir una mayor internalización del CO<sub>2</sub>.

térmica de la hidráulica, para alejarlos en el orden de mérito más de un 10% en los casos en los que no se prevea un funcionamiento de las térmicas.

No obstante lo anterior, también hay que tener en cuenta que hay agentes titulares de instalaciones térmicas de ciclo combinado que no son titulares de instalaciones hidráulicas o nucleares, que participarán en el mercado y elaborarán sus ofertas en base a sus costes marginales, como lo hacen en la actualidad. Ello llevará a que puedan aparecer ofertas de instalaciones emisoras en el entorno del 10% de la oferta que establezca el precio marginal, aunque las empresas que cuentan con activos hidráulicos/nucleares y térmicos no lo hicieran, no siendo posible asegurar el resultado de las estrategias de efectuar ofertas, teniendo en cuenta el umbral del 10%.

Por todo ello, resulta difícil prever el efecto del mecanismo incluido en el APL sobre la presentación de ofertas por parte de los sujetos.

En este sentido, sería conveniente que el mecanismo propuesto en el APL fuera ajustado en determinados aspectos que aseguraran la eliminación de cualquier distorsión que pueda afectar al comportamiento de los sujetos en el mercado eléctrico, como los que se citan a continuación:

- Minoración de ingresos del bombeo. El texto propuesto del APL indica que la energía sujeta al mecanismo de minoración de ingresos, en el caso de las instalaciones de bombeo, será la producción neta, descontando los consumos para el bombeo del periodo, siempre que sea mayor o igual que cero. El objetivo de ello es que no se graven los costes de la producción de energía con agua previamente bombeada, que tiene un coste previo de bombeo.

Sin embargo, al ser la base de cómputo el mes natural, puede suceder y especialmente en aprovechamientos de ciclo mensual, anual o plurianual, que los bombeos no se produzcan en el mismo mes en que tiene lugar la turbinación. Sucedería entonces que un bombeo puede tener meses con producción neta negativa y otros con producción neta positiva, a pesar de que lo segundo no significa que se trate de energía producida con agua que no ha sido previamente bombeada. Esta forma de cálculo mensual puede distorsionar la oferta de estas plantas en el mercado, en la medida que pretendan finalizar el mes con un saldo neto negativo de energía para neutralizar la minoración.

Con el fin de evitar este tipo de comportamientos, en el caso de que no se adopte un mecanismo que solo aplique a instalaciones de tecnologías no replicables, se debería contemplar a efectos del cálculo de la energía, un periodo temporal superior a un mes, por ejemplo un año. Teniendo en cuenta que la producción neta en el largo plazo de un bombeo es negativa, por el propio rendimiento de la instalación (y por tanto la energía afectada

al cálculo de la minoración de ingresos), no se justificaría aplicar un cálculo con un periodo de liquidación inferior, que pudiera afectar así a la participación de estas instalaciones en el mercado.

Por otra parte, el artículo 4 del APL, donde se detalla el cálculo de la minoración y pago, establece que “*En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo*”. A efectos de realizar esta detracción, si bien pudiera entenderse que esta redacción está haciendo referencia implícitamente al cálculo necesario para contemplar el rendimiento del bombeo<sup>3</sup> y por tanto, calcular correctamente la energía producida a partir de la energía previamente bombeada, sería conveniente aclarar esta consideración en la Ley o en un desarrollo reglamentario posterior. Este cálculo es especialmente relevante en el caso de los bombeos mixtos, que cuentan con aportaciones naturales además de las procedentes del bombeo, y resulta necesario separar las producciones correspondientes a cada una de ellas, a efectos de calcular la energía afectada por la minoración de ingresos.

- Contratos existentes. Normalmente, los comercializadores y generadores tienen comprometida su energía (a comprar o a vender) en contratos a plazo, para evitar verse afectados por las fluctuaciones del precio del mercado diario. Dado que pueden existir varias contrataciones firmes realizadas una vez que se apruebe la Ley, sin perjuicio de que el trámite de esta norma sea lo suficientemente largo para que los sujetos puedan anticipar su efecto, sería conveniente que se contemplara un plazo suficiente para su entrada de vigor, de tal forma que los sujetos conocieran con antelación a la formalización de nuevos contratos, la fecha de su aplicación, así como que tengan la oportunidad de renegociar los contratos preexistentes que se pactaron antes de conocer el APL. De esta forma se evitaría cualquier impacto sobre el mercado minorista.

Alternativamente, se podría considerar la oportunidad de prever un periodo transitorio, aplicando la media de forma gradual, mediante un valor variable y creciente del parámetro alfa hasta alcanzar el valor que finalmente se proponga en el APL

---

<sup>3</sup> A este respecto, la Ley 15/2012 contempla un factor K de 0,7 para calcular la energía procedente de agua previamente consumida: “*K es el factor de corrección que compensa la diferencia entre el rendimiento por bombeo y la energía consumida en la elevación al vaso superior. Su valor será de 0,7.*”

- Posible internalización en las ofertas de la generación afectada por la minoración de ingresos. El mecanismo incluido en el APL contempla que toda la energía generada por estas instalaciones en cada mes tenga una minoración de un determinado precio en €/MWh correspondiente al valor de la internalización de las emisiones medias del sistema en ese mes. De esta forma, si el precio del mercado en una hora determinada es inferior al coste variable de la instalación, más impuestos y la minoración esperada, a la central le podría compensar parar su producción.

En ocasiones, las térmicas emisoras casan algunas horas en mercado por debajo de coste, por influencia de otros factores: para evitar arranques, por necesidad de la actividad industrial asociada o para cumplir compromisos de quema de gas (en caso de cogeneración), etc. Incluso puede haber precios de mercado por debajo de la minoración mensual del CO<sub>2</sub>, con lo que las instalaciones no emisoras podrían tener que devolver por la energía producida en esas horas más dinero del que han ingresado.

Al objeto de evitar que estas horas sean tenidas en cuenta al aplicar la minoración, se propone establecer un umbral de precio mínimo relacionado con el coste del CO<sub>2</sub> de las tecnologías emisoras. De esta forma, se evitaría que el mecanismo incluido en el APL pueda incentivar una retirada de capacidad, ya que no tendría sentido aplicarlo en unas horas de precios bajos. Debería considerarse, en todo caso, este umbral para evitar la consideración de horas con precios negativos a efectos de la aplicación de la minoración.

### 3.5 Sobre el destino de los ingresos

En la MAIN se estiman unos ingresos para el sistema como resultado de la minoración de 1.050 M€/año, lo que representa alrededor del 25% de la facturación media anual de las centrales afectadas. Este ingreso varía entre 210 y 2.100 M€/año en función del precio del CO<sub>2</sub>, respectivamente, entre 10 y 100 €/MWh<sup>4</sup>.

El APL prevé que los ingresos obtenidos en el mecanismo propuesto reviertan a los consumidores eléctricos mediante su consideración como ingresos liquidables

---

<sup>4</sup> Para realizar estas estimaciones, la MAIN realiza las siguientes consideraciones e hipótesis:

- Afectará a 320 instalaciones de 66.000 en registro. Esto es, el 100% de la potencia nuclear, el 80% de la potencia hidráulica y 1.500 MW de eólica.
- En total, 80 TWh de producción sujeta a minoración.
- El coste de oportunidad del gas fija el precio en el 80% de las horas del año, bien directamente por los ciclos, bien por el agua u otras renovables ofertando a ese precio.
- Factor de emisión del ciclo combinado = 0,37 ton CO<sub>2</sub>/MWh.
- Precio CO<sub>2</sub> = 50 €/ton CO<sub>2</sub>.

del sistema eléctrico. En particular, para financiar los cargos del sistema eléctrico, que se corresponden mayoritariamente (un 65 por ciento de los aproximadamente 10.000 M€ que suman en total en 2021) con la financiación de los marcos retributivos de las energías renovables. Asimismo, se reserva un 10% de la recaudación para la financiación de las políticas de lucha contra la pobreza energética, mediante su asignación a las Administraciones Públicas que atiendan los suministros eléctricos del colectivo de consumidores vulnerables severos en riesgo de exclusión social<sup>5</sup>.

Al convertirse los ingresos obtenidos del mecanismo propuesto en el APL en ingresos liquidables del sistema eléctrico a efectos de la financiación de los marcos retributivos de las energías renovables, la cogeneración y los residuos, el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico previsto para la financiación de esas mismas tecnologías, precisaría de una menor dotación. Esto implicaría una menor exigencia de contribución a los sectores que financian el Fondo (gas, hidrocarburos y electricidad).

A este respecto, teniendo en cuenta que el incremento en la retribución del CO<sub>2</sub> que percibe las tecnologías no emisoras, repercute en los consumidores finales de electricidad, como un mayor coste de energía, cabría plantearse si los ingresos recaudados por la aplicación de esta APL deberían utilizarse para minorar el coste de energía y no el de los cargos. En este caso, las liquidaciones deberían ser efectuada por el Operador del Sistema, de forma integrada con la liquidación de la energía del mercado y no a través de las liquidaciones de las actividades reguladas. De este modo, el Operador del Sistema podría repartir la recaudación entre las adquisiciones de energía en el mercado, que son las que están realmente soportando el sobre coste de la internalización del CO<sub>2</sub> en la liquidación de la energía, buscando que el consumidor eléctrico, que se ha visto afectado por este impacto, sea realmente el beneficiario de la medida introducida en este APL.

---

<sup>5</sup> La MAIN asume un ingreso de 1.000 M€ para minorar los cargos, lo que podría suponer una reducción del precio final de los consumidores en: -4,8% domésticos, -4,6% PYME, -3,9% industria y -1,5% gran industria. Adicionalmente, según indica la MAIN, se podrán beneficiar hasta 367.000 nuevos hogares vulnerables severos en riesgo de exclusión social por cada 100 M€ destinados a este fin, esto es, el 60% de los consumidores que actualmente pertenecen a la categoría de consumidores vulnerables severos. Adicionalmente, esto supondría un incremento del 16% (23 M€ adicionales) en la financiación que aportan las comercializadoras de energía para cubrir los costes de este colectivo, en tanto que estas cofinancian con los servicios sociales la factura de los consumidores en riesgo de exclusión social.

## **4 CONSIDERACIONES PARTICULARES**

### **4.1 Sobre la consideración de las repotenciones**

Como se ha comentado anteriormente, el APL dispone que la minoración de ingresos sea aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005, de cualquier tecnología. Afectaría por tanto a las instalaciones no emisoras más antiguas del sistema, tanto de tecnología no contestable (nuclear, hidráulica de embalse) como de tecnología eólica anterior a 2005 que no percibe retribución específica.

Por tanto, tal y como se ha indicado anteriormente, el mecanismo introducido en el APL afectaría a unos 1.500 MW de tecnología eólica, que podrán ascender a unos 8.000 MW en los próximos años. Estos primeros parques eólicos instalados en España requerirán inversiones para actualizar su tecnología, lo que les permitirá incrementar su potencia instalada. Debe tenerse en cuenta que los emplazamientos óptimos para parques eólicos están ya ocupados, por lo que el incremento de esta tecnología en los próximos años tendrá que apoyarse, en parte, en repotenciones de los parques existentes. Por tanto, la minoración de los ingresos esperados puede afectar a las decisiones de inversión de estas instalaciones.

Por ello, en caso de mantener la minoración de los ingresos a las tecnologías contestables, se debería prever la posibilidad de que un cambio sustancial en las instalaciones afectadas por esta medida, quedase exenta de la minoración de ingresos prevista en el APL. De esta forma, se incentivaría la repotenciación en estas localizaciones, lo que contribuiría al cumplimiento de los objetivos del PNIEC de una manera eficiente.

### **4.2 Sobre el impacto al desarrollo de la hibridación**

Se considera que no está claro en el ámbito de aplicación del APL si la minoración de los ingresos se aplicará a los nuevos módulos de generación que se pongan en funcionamiento dentro de una central anterior a 2005, a modo de hibridación, en aplicación Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Dado que la normativa vigente define instalación como el conjunto de instalaciones hibridadas, si se considerara la hibridación como una modificación de la instalación original, esto afectaría negativamente a las decisiones de inversión en las instalaciones no emisoras anteriores a 2005, tanto en hibridación con otra tecnología como con capacidad de almacenamiento.

Ello podría resolverse considerando la hibridación un cambio sustancial en la instalación, a los efectos indicados anteriormente sobre la fecha de puesta en marcha, o bien prever el tratamiento diferenciado de los nuevos módulos de generación.

#### **4.3 Sobre la exclusión de las instalaciones de potencia neta igual o inferior a 10 MW**

En la MAIN no se incluye justificación del límite mínimo de potencia establecido en el ámbito de aplicación, esto es 10 MW, mediante el que se excluye de la minoración a las instalaciones de menor tamaño. Si bien se entiende el interés en excluir a las pequeñas instalaciones, el límite que se establezca tendría que quedar justificado.

#### **4.4 Sobre el cálculo de la cuantía de la minoración**

Con el fin de garantizar que la cuantía de minoración de ingresos sea lo más ajustada posible a los ingresos percibidos por cada tecnología por la internalización del precio del CO<sub>2</sub> en el precio del mercado de electricidad, se propone a continuación realizar una serie de ajustes sobre el cálculo propuesto en el artículo 4 del APL, o en su defecto, contemplar una redacción que dé cabida a un posterior desarrollo reglamentario teniendo en cuenta esos ajustes.

##### **4.4.1 Exclusión de tecnologías emisoras con retribución específica**

El cálculo propuesto en el APL del Factor de emisión medio tiene en cuenta que el precio internaliza el coste del CO<sub>2</sub> siempre que exista oferta de *instalaciones emisoras* en el entorno del 10% de la oferta que determina el precio marginal o cuando fije el precio una *instalación emisora*. A este respecto, cabe señalar que hay centrales emisoras que pueden reflejar en sus ofertas otras consideraciones diferentes a su coste marginal, como es el caso de las cogeneraciones y residuos.

El principal factor que puede condicionar las ofertas de estas instalaciones, sería el derecho a obtener una retribución específica, pero también pueden intervenir otros incentivos como la producción industrial o el compromiso de combustión de gas. Por ello, podría suceder que el precio marginal fuera determinado por alguna de estas centrales a pesar de que dicho precio marginal estuviera por debajo del que correspondería internalizando el coste del CO<sub>2</sub>. Por ello, al menos, cuando cuenten con retribución específica, deberían ser excluidas del cálculo del Factor de emisión medio las ofertas de las instalaciones de cogeneración y residuos, aunque sean emisoras de gases de efecto invernadero.

---

#### 4.4.2 Cálculo de la existencia de oferta en el entorno $\pm 10\%$ del precio marginal

Según el mecanismo incluido en el APL, cuando la tecnología marginal no sea emisora de CO<sub>2</sub> en una determinada hora, y se quiera comprobar si existen ofertas de instalaciones emisoras en el entorno del 10% del precio marginal, el cálculo del Factor de emisión medio requerirá realizar ciertas hipótesis, debido a que las centrales emisoras de CO<sub>2</sub> corresponden a las tecnologías térmicas y presentan ofertas complejas<sup>6</sup> al mercado diario. La consideración de si una oferta se encuentra en el entorno del precio marginal o no, no puede estimarse a partir únicamente de los tramos de las ofertas simples de una determinada hora, sino que es necesario valorar también el cumplimiento o no de sus condiciones complejas de ese día, para determinar el efecto real de esa oferta sobre el precio del mercado<sup>7</sup>. También hay que tener en cuenta que la tipología de las condiciones complejas permitidas en las ofertas al mercado diario, las establecen las Reglas del Mercado y podrían cambiar en el futuro, debido a que dependen de lo que admite el algoritmo de casación de ámbito europeo Euphemia. Por tanto, en la medida de lo posible, sería conveniente que la redacción de la Ley fuera definida de tal forma que permitiese un posible desarrollo para determinar los detalles de la aplicación del mecanismo de minoración de ingresos.

A este respecto, se propone la siguiente metodología para recoger el efecto conjunto de las ofertas simples y las complejas en cada hora:

- Para determinar si en el  $-10\%$  del precio marginal existen ofertas emisoras, se debería tomar para cada hora la oferta más restrictiva de cada central emisora entre la oferta simple y precio medio de la oferta compleja del día, calculada ésta a partir de la energía casada de esa planta.
- Para determinar si en el  $+10\%$  del precio marginal existen ofertas emisoras, se debe incrementar el precio del mercado en ese 10%, y comprobar si

---

<sup>6</sup> Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación de ese día. Los ingresos mínimos se expresarán como una cantidad fija en euros y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh.

<sup>7</sup> Una central podría ofertar un volumen de energía a precio 0 en sus ofertas simples mientras que con la condición compleja, estaría reflejando, en términos medios diarios, una oferta de 80€/MWh. Por tanto, no puede considerarse que las ofertas de esta instalación han sido realizadas a precio 0.

existen centrales emisoras que pasarían a ser despachadas en el mercado, teniendo en cuenta tanto sus ofertas simples como complejas<sup>8</sup>.

#### **4.4.3 Fijación del umbral del +-10%.**

Con el fin de que el Factor de emisión medio refleje de la manera más ajustada posible la internalización del precio del CO<sub>2</sub> en el precio del mercado, sería conveniente que se analizara si el umbral del  $\pm 10\%$  responde fielmente a ese objetivo. Asimismo, con el fin de evitar que estos umbrales se demuestren poco relevantes en el futuro, la Ley debería habilitar la posibilidad de que pudieran ser modificados, siempre que las condiciones del mercado lo recomienden, por ejemplo, a propuesta de la CNMC.

#### **4.4.4 Horas en las que el precio marginal está determinado por unidades sin tecnología definida**

Como ya se ha indicado, para el cálculo del Factor de emisión mensual el APL propone tomar el porcentaje de horas que hayan fijado el precio marginal cada una de las tecnologías emisoras. En el caso de que haya sido fijado el precio marginal por la tecnología hidráulica o, en general, una unidad de oferta de una tecnología no emisora, se asignará la tecnología térmica mayoritaria en el entorno del 10% de la oferta que marca marginal.

Cabe indicar que hay unidades de oferta en el sistema español que no se corresponden con una tecnología y que pueden fijar el precio marginal. Estas unidades son, por ejemplo, las unidades de importación desde sistemas eléctricos externos, o las unidades genéricas<sup>9</sup>.

En estos casos se debería asignar a la hora la tecnología térmica mayoritaria en el entorno del 10% de la oferta que marca marginal. Por tanto, para evitar una posible indefinición, este criterio debería aplicar a todas las horas en las que no haya ninguna tecnología emisora en el precio marginal del mercado, sin especificar que aplica cuando marca marginal una tecnología hidráulica, o una tecnología no emisora.

---

<sup>8</sup> Se reflejaría el proceso que se lleva a cabo en la casación del mercado, primero se contemplan los bloques con ofertas simples que quedan por debajo del precio del mercado diario y posteriormente se revisa el cumplimiento de la oferta compleja.

<sup>9</sup> Unidades genéricas: unidades que permiten la integración en el mercado de energías derivadas del uso de derechos de capacidad en la interconexión con el sistema francés, así como la venta de adquisiciones de energía declaradas con unidades genéricas en contratos bilaterales previos al mercado diario.

#### **4.4.5 Precisión en la aplicación del criterio del 10% en el entorno del marginal**

El APL establece que en las horas en las que el precio marginal haya sido marcado por la tecnología hidráulica, se asumirá que la oferta ha internalizado el coste de emisión de las centrales térmicas que mayoritariamente hayan ofertado en el entorno ( $\pm 10\%$ ) de dicha oferta. El criterio del 10% de las ofertas en el entorno del marginal busca determinar la tecnología emisora mayoritaria que se encuentran en el entorno del marginal cuando este no es fijado por una tecnología emisora. Dado que el precio marginal puede no coincidir con ninguna oferta de venta del sistema español, ni del sistema ibérico, por transparencia se podría establecer que el 10% aplica sobre el precio marginal del sistema, valor público y conocido, en lugar de ser sobre el precio de la oferta de venta que haya participado en la determinación del marginal.

Adicionalmente sería conveniente especificar que puede no existir una tecnología térmica mayoritaria en el entorno del marginal aplicando el criterio del 10%, si efectivamente no hubiera ninguna oferta en dicho rango, en cuyo caso esa hora computaría con un coeficiente de emisiones nulo.

#### **4.4.6 Horas en las que marcan precio marginal unidades de oferta que pudieran agrupar instalaciones de diferentes tecnologías**

Hay unidades de oferta que agrupan instalaciones físicas de diferentes tecnologías, representante típicamente de instalaciones de pequeña potencia. En estas agrupaciones puede haber instalaciones térmicas emisoras con diferente factor de emisión específico, o instalaciones emisoras y no emisoras. Debido a que no es posible diferenciar a qué tecnología corresponde el tramo de la oferta que marca el precio marginal, no se puede asignar el coeficiente de emisión a las horas donde marquen marginal estas unidades, aunque tengan instalaciones emisoras. Esta indeterminación se puede resolver asignando en estas horas la tecnología térmica mayoritaria en el entorno del 10% del precio marginal.

Para que cada hora sea asignada efectivamente a la tecnología emisora que marca el precio marginal, se considera que las unidades de programación definidas por el Operador del Sistema no permitan la agregación o hibridación de tecnologías térmicas diferenciadas en el APL. Es decir, que estén separadas en diferentes unidades de programación las instalaciones de las cinco tecnologías emisoras definidas en el APL, hecho que no es requerido actualmente<sup>10</sup> (por

---

<sup>10</sup> Si bien, mediante Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica, se exige que las unidades de oferta no agreguen instalaciones de distinta tecnología, a estos efectos, se considera la cogeneración y los residuos de la misma tecnología.

ejemplo, están agregadas instalaciones de cogeneración y residuos que tienen diferente coeficiente de emisión).

#### **4.4.7 Unidades de oferta portuguesas que marcan marginal**

En relación a las unidades de oferta que marcan el precio marginal, dado que más del 95% de las horas no existe congestión en la interconexión entre el sistema español y el sistema portugués, la unidad de oferta que marca marginal puede ser de una unidad con entrega física en el sistema español o portugués. Se hace necesario especificar cuando se establecen las tecnologías que marcan marginal, si se consideran tanto las unidades de oferta del sistema español como portugués, con su tecnología correspondiente, o solamente se consideran las unidades del sistema español, tratando en este segundo caso la unidad portuguesa que marca marginal como una unidad que no es de las unidades emisoras españolas. Aplicándose por tanto el criterio general de establecer la tecnología de la hora correspondiente con las ofertas españolas de unidades térmicas en el entorno del 10% del precio marginal de la hora.

#### **4.4.8 Horas que marcan precio marginal diferentes unidades con diferentes tecnologías emisoras**

Se establece que en el cálculo del Factor de emisión medio se tomarán los porcentajes de horas en que han marcado el precio marginal cada una de las tecnologías emisoras en ese mes, ponderados por la energía casada en cada hora, multiplicados por los factores específicos de cada una de ellas. Se puede interpretar de la redacción del APL que solamente pondera una tecnología emisora en cada hora, cuando puede ocurrir que existan dos tecnologías emisoras, con diferente factor de emisión, que marcan precio en la misma hora, por ser coincidente el precio de oferta de ambas tecnologías. Podría ser conveniente establecer de forma genérica que se realizará un cálculo ponderado del factor de emisión entre las unidades emisoras que marcan marginal, y determinar de forma específica la ponderación en el desarrollo reglamentario donde se puede establecer el criterio de prorrateo que se considere adecuado.

Adicionalmente el factor de ponderación establecido es la energía casada en el mercado diario, lo que puede llevar a los agentes a desplazar energía del mercado diario a los mercados intradiarios o a contratación bilateral, según sea la expectativa del factor de emisiones de esa hora. Para evitar esta situación se podría contemplar que la ponderación de la hora se realice con la energía medida en barras de central, al igual que se considera la medida en barras de central para la aplicación de la minoración.

#### **4.4.9 Apuntamiento del parámetro de modulación de la minoración en función de la tecnología**

El cálculo de un Factor de emisión medio mensual, si bien simplifica el proceso y evita, según se argumenta en la MAIN, comportamientos indeseados en el mercado, como que la generación hidráulica pierda incentivo a ofertar en las horas en que es más necesaria para el sistema, podría, por otra parte, resultar discriminatorio para las instalaciones eólicas que, en su caso, cayeran dentro del ámbito de aplicación del APL.

En efecto, un factor medio de emisión refleja adecuadamente el sobre-ingreso percibido por una tecnología de base, como la nuclear, pero, sin embargo, podría estar subestimando el sobre-ingreso para una tecnología de funcionamiento en punta, como la gran hidráulica de embalse, que percibe los mayores ingresos del sistema al concentrar su producción en las horas de mayor precio, que son también las de mayor despacho térmico. Por el contrario, los generadores eólicos tienen una producción variable, condicionada por la disponibilidad de energía primaria y con un coeficiente bajo de apuntamiento, es decir, su producción se concentra en las horas de menor precio, en las que las centrales emisoras no son la tecnología marginal, por lo que obtienen menores sobre-ingresos por efecto de la internalización de los costes del CO<sub>2</sub> que el resto de las tecnologías afectadas.

Por tanto, en caso que no se excluyan las centrales eólicas anteriores a 2005 del ámbito de aplicación del APL, se podría pensar en la aplicación de un porcentaje de ajuste del parámetro de modulación de la minoración en función de la tecnología (el parámetro de modulación  $\alpha$  tomará el valor de 0,90 según el APL), al objeto de garantizar una aplicación de una minoración acorde al sobre-ingreso percibido por cada tecnología. El porcentaje de ajuste se podría calcular proporcionalmente al factor de apuntamiento de cada tecnología, definido en términos medios sobre una información histórica reciente.

#### **4.5 Sobre la relación entre la minoración de los ingresos y la liquidación de los impuestos aplicables a la producción eléctrica**

No se especifica en el APL ni en la MAIN la relación entre la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica y la liquidación de los impuestos aplicables a la misma. La minoración de los ingresos, tal como está prevista en el APL, efectuada con posterioridad a la liquidación de la energía por el Operador del sistema, debería reducir la base imponible de todos aquellos tributos que graven el valor de la energía producida o la retribución obtenida por la energía que el contribuyente produce e incorpora al sistema eléctrico. Si no se ajustara el contenido del artículo 6 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, podría interpretarse que la base imponible del impuesto se calcula sin tener en cuenta la minoración regulatoria que ahora se introduce. Esto podría hacer que se “gravase” los mismos

ingresos por dos vías alternativas. Para evitar esta situación, el APL tendría que incorporar una modificación de la Ley 15/2012 para prever expresamente que el importe que se tomará como base imponible será el de los ingresos reales (previa minoración del importe de la deducción que se introduce).

Por otra parte, al objeto de evitar disfuncionalidades, en caso de mantenerse la redacción actual de los artículos 5 y 6 del APL, debe garantizarse la uniformidad entre los devengos y periodos impositivos de los tributos y el procedimiento previsto para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones. Esto podría requerir la modificación legal de las normas tributarias correspondientes o bien establecer mecanismos de coordinación.

## 5 CONCLUSIÓN

El Pleno de la CNMC valora favorablemente el “*APL por la que se actúa sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico*”, por cuanto regula un mecanismo que permite trasladar el ingreso percibido por ciertas instalaciones de generación por el coste asociado a la internalización del impacto medioambiental en el precio del mercado de electricidad, a los consumidores eléctricos y a la actividad económica en su conjunto. Esta medida se plantea en un escenario de evolución creciente del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y ante un contexto de fijación de unos objetivos más ambiciosos de reducción de emisiones a 2030 por parte la Comisión Europea.

No obstante lo anterior, en los comentarios expuestos en este informe se apuntan algunos aspectos que se estiman necesarios para mejorar la propuesta. En particular, es especialmente relevante la consideración de las propuestas realizadas en este informe para eliminar los posibles impactos sobre el precio del mercado mayorista. Asimismo, se considera que la modificación del ámbito, incorporando adicionalmente a la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, el requisito de ser una tecnología no contestable, encaja de una forma más adecuada con el objeto de la medida y con la racionalidad económica. Asimismo, en lugar de tratarlos como ingresos liquidables del sistema, se propone que el destino de los ingresos que se obtengan con esta Ley, sirvan para reducir el coste de la energía del consumidor eléctrico, en tanto es quien está realmente soportando el sobrecoste de la internalización del CO<sub>2</sub> en el precio del mercado.

Finalmente, se señalan una serie de consideraciones particulares que pueden ayudar a conseguir una estimación más ajustada de los sobre-ingresos realmente percibidos por las instalaciones por la internalización del precio del CO<sub>2</sub> en el mercado de electricidad.

## 6 ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Dirección General de Consumo, Ministerio de Consumo: *no realiza observaciones.*
- Junta de Castilla y León
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

- Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables)
- Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME)
- Asociación Empresarial Eólica (AEE)
- CCU-HISPACOOOP (Consejo de Consumidores y Usuarios, Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios): informe de *no alegaciones.*
- Foro Nuclear
- Asociación Española de Accionistas Minoritarios de Empresas Cotizada (AEMEC)
- ASOCIACIÓN EÓLICA DE GALICIA (EGA)

Empresas:

- Acciona Generación Renovable, S.A.
- EDP España, S.A.
- EDP Renovables España, S.L.
- ENDESA, S.A.
- Iberdrola España, S.A.
- Red Eléctrica de España (REE), como transportista: *no tiene comentarios.*
- Repsol Generación Eléctrica, S.A.

**7 ANEXO 2: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE  
ELECTRICIDAD**

[CONFIDENCIAL]