

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Serie A Núm. 65-1

30 de agosto de 2021

Pág. 2

### PROYECTO DE LEY POR LA QUE SE ACTÚA SOBRE LA RETRIBUCIÓN DEL CO<sub>2</sub> NO EMITIDO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Exposición de motivos

#### I

La energía eléctrica representa aproximadamente una cuarta parte del consumo de energía final en España. Su importancia cualitativa es aún mayor: es un suministro esencial para los hogares, con un peso relativo mayor en los hogares en situación de vulnerabilidad, así como un insumo productivo de gran importancia para empresas e industrias, para algunas de las cuales —las calificadas como electrointensivas— es un factor determinante de su competitividad en los mercados internacionales.

Por otro lado, la electricidad está llamada a desempeñar un papel fundamental en la transición hacia una economía descarbonizada, objetivo que España, en el contexto de la Unión Europea, ha asumido con determinación y firme compromiso y plasmado en el «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030» y en la «Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050».

Así, de acuerdo con el desarrollo actual de las distintas tecnologías de generación y uso energéticos, la electricidad representa la opción más viable técnicamente y eficiente económicamente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sector energético, que representan cerca de un 80 por ciento del total.

Por la razón anterior, junto a la eficiencia energética y la introducción a gran escala de tecnologías renovables, la electrificación es una de las principales palancas para la referida transición hacia una economía descarbonizada.

#### II

Por su carácter esencial, su importancia para la lucha contra la vulnerabilidad, su relación con la competitividad de la industria y su papel pivotal en la transición energética, resulta fundamental que los precios de la electricidad recojan de manera eficiente y completa los costes y externalidades asociadas a su suministro, mediante una adecuada regulación y funcionamiento de los mercados.

El mercado eléctrico, en su concepción más general que incluye tanto el mercado mayorista de producción como el mercado minorista de suministro a consumidores finales, ha sido objeto de una continua evolución desde la liberalización del sector producida en 1997, mediante la incorporación a la legislación nacional del marco europeo para un mercado interior de la electricidad.

Más de veinte años después de la promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el mercado de producción de energía eléctrica español es un mercado de dimensión ibérica, con una integración superior al 90 por ciento con el mercado portugués, con un elevado número de agentes, un mix de generación diversificado y unos mecanismos de casación de sus distintos segmentos (diario, intradiario y de balance) cada vez más integrados en plataformas de dimensión europea.

#### III

La creación del mecanismo de mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, trasladado al ámbito nacional mediante 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, supuso un paso crucial para el avance en la descarbonización del sector eléctrico.

Mediante la inclusión del sector de generación de electricidad en el régimen de comercio de derechos de emisión, se hizo posible que las distintas tecnologías de producción internalizaran en sus costes las externalidades negativas derivadas de las emisiones de estos gases, CO<sub>2</sub> en este caso, trasladándolas a los precios finales soportados por los consumidores.

Una primera consecuencia positiva lograda por este mecanismo es que los consumidores responden a los nuevos precios, ajustando su consumo al óptimo social.

En segundo lugar, las tecnologías más emisoras, de manera automática, se vieron penalizadas frente a las más limpias, incentivando su salida del mercado a través de la innovación y la sustitución tecnológica.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Serie A Núm. 65-1

30 de agosto de 2021

Pág. 3

Gracias a este mecanismo, al que han acompañado otras medidas de fomento de las renovables, el mix de generación español ha sufrido una profunda descarbonización, permitiendo que sus emisiones específicas se hayan reducido un 66 por ciento, pasando de las 0,425 tCO<sub>2</sub> eq./MWh en 2005 a las 0,144 tCO<sub>2</sub> eq./MWh en 2020.

Por su parte, el diseño marginalista del mercado de producción, que viene determinado por la regulación europea, establece que todas las instalaciones de producción funcionando en una determinada hora perciben el mismo precio, correspondiente al ofertado por la última instalación que ha resultado casada para abastecer la demanda en dicha hora. Este diseño marginalista, entre otros, permite que las referidas señales de precios y externalidades funcionen, ya que las instalaciones más limpias y, en general, más competitivas, perciben unos mayores ingresos, lo que incentiva su instalación y entrada en el mercado, sustituyendo a las más contaminantes y, en general, menos competitivas.

Sin embargo, en el sistema eléctrico español existe una serie de instalaciones que se pusieron en funcionamiento antes de la entrada en vigor del mecanismo de mercado de derechos de emisión y que son inframarginales y no emisoras, esto es, perciben de manera recurrente el sobreprecio 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. En la medida en que estas instalaciones inframarginales y no emisoras no deben soportar el coste del CO<sub>2</sub> y se construyeron y entraron en operación con anterioridad al acuerdo europeo sobre la puesta en marcha del mercado de derechos de emisión (octubre de 2003), estos sobre-ingresos son retribución del CO<sub>2</sub> no emitido, sin que pueda alegarse por sus titulares que fueron tenidas en cuenta en el momento de tomar la decisión de invertir.

Lo anterior justifica una intervención regulatoria que corrija dicha situación, estableciendo una minoración de la retribución de estas instalaciones, por el importe correspondiente a las retribuciones del CO<sub>2</sub> no emitido en el mercado consecuencia de la internalización del coste del CO<sub>2</sub> en los precios del mercado mayorista.

### IV

La reciente evolución de la cotización de los derechos de emisión en el mercado europeo, que están alcanzado valores superiores a los 50€/t y han sufrido un incremento del 150% respecto al valor de hace un año, ha avivado el debate sobre sus efectos en los precios finales de la electricidad, especialmente en un momento de coyuntura económica como el actual.

De acuerdo con las cotizaciones de los mercados de futuros de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, todo indica que esta situación de precios altos se va a mantener en el tiempo, lo cual viene refrendado por las señales políticas de refuerzo de la ambición climática adoptado recientemente por los jefes de estado y de gobierno de la Unión Europea, así como el anuncio de la vuelta al Acuerdo de París realizado por la nueva administración de los Estados Unidos.

Este incremento de los precios de los derechos de emisión, junto con la evolución alcista de la cotización del gas natural en los mercados internacionales, ha provocado una elevación de los precios de la electricidad en el mercado mayorista, que ha cerrado el mes de junio de 2021 registrando el valor mensual más alto desde la liberalización del mercado.

Si bien es cierto que, como se ha explicado, una señal del precio del CO<sub>2</sub> fuerte es una condición indispensable para el éxito de la descarbonización, en la medida en que incentivará la innovación en fuentes energéticas limpias y la sustitución de las tecnologías emisoras, el sobrecoste para los consumidores de electricidad derivado de la referida retribución del CO<sub>2</sub> no emitido puede poner en riesgo la recuperación económica tras la crisis provocada por la pandemia de la COVID-19 y, de manera más estructural, la propia transición energética.

En efecto, de acuerdo con las estimaciones y resultados de los modelos de simulación del sistema energético español y europeo, hasta que el almacenamiento a gran escala esté disponible a precios competitivos, al menos durante la próxima década el precio mercado diario e intradiario (spot) español va a seguir estando referenciado en alguna medida al coste de generación de las centrales de ciclo combinado de gas natural.

Pese a que, en términos de energía, la contribución del gas natural en la cesta eléctrica va a ser minoritaria y decreciente, debido al despliegue de las renovables, esta tecnología seguirá siendo la tecnología marginal en un número significativo de horas del año, lo que provocará que el precio del mercado venga fijado en muchas horas por las cotizaciones del gas natural y el CO<sub>2</sub> en los mercados internacionales.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Por otro lado, debido a la intermitencia y carácter variable de la generación eólica y solar, el mercado eléctrico cada vez más arrojará una mayor volatilidad, tanto intradiaria como en periodos más amplios de tiempo. Cuando las renovables (y la nuclear, mientras sigan en operación los reactores nucleares) sean suficientes para abastecer la demanda, el denominado «hueco térmico» será inexistente y los precios serán bajos, como lo son los costes variables de estas tecnologías. Por el contrario, cuando la producción renovable baje y no sea suficiente para cubrir toda la demanda, será el gas natural (aunque sea apenas una central la necesaria para ello) la que fijará el precio del mercado, del que se beneficiarán todas las tecnologías debido al diseño marginalista del mismo.

Lo explicado no es una hipótesis teórica; en los últimos meses y días ya se han vivido escenarios en que se ha pasado en muy poco tiempo (incluso de un día para otro o en el mismo día) de precios muy elevados (superiores a los 80 €/MWh) a precios cercanos a cero.

Estos episodios de precios muy elevados y, más en particular, la desproporción entre los precios medios del mercado y los costes medios ponderados de las tecnologías que generan la energía consumida, desproporción provocada por la ya tantas veces referida retribución del CO<sub>2</sub> no emitido de ciertas instalaciones, acaban repercutiéndose en los consumidores finales, con efectos negativos de diversa índole.

En primer lugar, incrementa los costes energéticos para los consumidores, lo que deteriora la competitividad de la economía y amenaza la recuperación económica, algo especialmente relevante en un momento en que la economía aún padece los efectos de la pandemia del COVID-19.

En segundo lugar, frena la transición energética, al encarecer el precio de la electricidad en un momento en el que la descarbonización pasa inexorablemente por electrificar los usos finales, lo que puede retrasar decisiones de consumo e inversión, amenazando el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

En tercer lugar, genera incompreensión y rechazo en la sociedad, al ser difícil de explicar por qué los precios finales no reflejan de una manera más fiel y más directa el esfuerzo realizado por el sistema eléctrico español, y por la sociedad en su conjunto, para introducir tecnologías renovables a gran escala, que ya son mucho más baratas que las alternativas tradicionales basadas en combustibles fósiles.

Las razones anteriores, la racionalidad de la formación de precios y la necesidad de un reparto equitativo de rentas entre consumidores y productores justifican la necesidad de actuar sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico, lo que se hace mediante la propuesta contenida en esta ley.

### V

Para ello, en esta ley 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 (concretamente, desde la publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea, L 275, de 25 de octubre de 2003 de 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), por un importe proporcional 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>.

La minoración de la retribución se aplicará a las centrales no emisoras en el territorio peninsular con fecha de puesta en servicio anterior al establecimiento del mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, quedando excluidas las instalaciones de generación que perciban un régimen retributivo específico (renovables, cogeneración y residuos).

El establecimiento de esta fecha de 25 de octubre de 2003 como determinante del ámbito subjetivo de aplicación de la minoración se justifica desde el punto de vista del respeto de las expectativas de ingresos y la confianza legítima en la estabilidad del marco regulatorio. En este sentido, la minoración solo afecta a aquellas centrales que, cuando se pusieron en funcionamiento o, más genéricamente, cuando se acometieron sus decisiones de inversión, no pudieron contar con el dividendo del CO<sub>2</sub> por no estar en vigor el mecanismo del mercado de derechos de emisión.

En sentido contrario, excluyendo de la minoración a las instalaciones puestas en servicio desde 25 de octubre de 2003 y, singularmente, a las que se construyan en los próximos años, se garantiza que las señales para la inversión en nueva capacidad renovable se mantengan intactas y, de este modo, que el mecanismo no tenga afectación alguna para la consecución de los objetivos establecidos en el PNIEC.

Tampoco afecta la minoración a las centrales, incluso aunque sean anteriores a 2003, mientras estén acogidas a algún marco retributivo de los regulados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la medida en que dichos marcos retributivos garantizan unos ingresos suficientes para alcanzar la rentabilidad razonable consagrada en la ley, que tienen en consideración los ingresos íntegros en el mercado.

Por último, también se excluyen las instalaciones de reducido tamaño (<10 MW) por razones de capacidad económica, teniendo en cuenta sus elevados costes fijos y menor rentabilidad inherentes a las instalaciones de menor tamaño.

El mecanismo se aplicará a la retribución percibida por la cantidad total de energía producida por las instalaciones afectadas en el periodo de liquidación considerado, medida en barras de central, y con independencia de la modalidad de contratación utilizada. Es decir, también se minorará la energía vendida fuera del mercado diario, a través de contratos bilaterales, ya que toda ella tiene internalizado el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario, donde existe la internalización del coste del CO<sub>2</sub>.

En el caso de instalaciones de bombeo, se considerará la producción neta, siempre que sea mayor o igual que cero.

El importe de minoración para cada instalación se calculará, notificará y pagará trimestralmente por el organismo encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico, para cada uno de los meses el trimestre anterior. Para ello, se establece una metodología objetiva y transparente que captura, de manera precisa, el importe de la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido.

A estos efectos, a partir de la información facilitada por el Operador del Mercado (OMIE) relativa a las centrales que han marcado el precio marginal del mercado en cada hora, se calculará el nivel de internalización medio mensual del coste de emisión de CO<sub>2</sub> en el precio del mercado mayorista. Para ello, se establecen unos valores medios de factores específicos de emisión para el carbón y el ciclo combinado de gas natural.

En las horas en las que el precio marginal haya sido marcado por la tecnología hidráulica u otra instalación no emisora, se asumirá que la oferta ha internalizado el coste de emisión de las centrales térmicas que mayoritariamente hayan ofertado en el entorno ( $\pm 10$  por ciento) de dicha oferta. Del ejercicio anterior resultará un Factor de Emisión Medio Mensual en el mercado, expresado en tCO<sub>2</sub>/MWh.

A partir de la cotización media de los derechos de emisión en los mercados europeos durante el mismo periodo, expresado en €/tCO<sub>2</sub>, se calculará el coste medio del CO<sub>2</sub> internalizado en el mercado en ese periodo, en €/MWh. Dicho valor se multiplicará por un parámetro  $\alpha$ , que inicialmente tomará el valor de 0,9, con el objetivo de que estas centrales sigan percibiendo, parcialmente, la señal de precios que internaliza el coste de emisión.

La consideración del factor  $\alpha$  tiene como objetivo introducir un elemento de proporcionalidad en la medida. Con un valor de  $\alpha$  distinto de 1, no se elimina por completo la señal de precio que perciben estas tecnologías como consecuencia de los mecanismos del mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Así, se considera oportuno que los titulares de estas centrales puedan retener parte de la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido, para que siga existiendo el incentivo a realizar inversiones en mejora de la eficiencia de estas centrales, como repotenciones u otras, así como para permitir recuperar las posibles inversiones de mejora de la eficiencia que se hayan podido producir en el pasado.

A su vez, la minoración no alcanzará a la totalidad del dividendo del CO<sub>2</sub> percibido por las centrales, sino solo al que se produzca cuando el precio del CO<sub>2</sub> supere la cotización media de los derechos de emisión en el mercado desde 2017 hasta hoy, correspondiente a un valor de 20,67 €/t. Este periodo coincide con el de la adopción de una serie de medidas tendentes a mejorar el funcionamiento del mercado de derechos de emisión, con el objetivo de incrementar la intensidad de la señal de precio del carbono, lo que ha tenido como consecuencia el incremento del valor de los derechos de emisión en el mercado.

Con el establecimiento de este suelo referido al precio del CO<sub>2</sub> se respeta de manera escrupulosa las expectativas de ingresos que los titulares de las centrales afectadas por la minoración hayan podido trasladar a sus decisiones empresariales y de inversión hasta la fecha, garantizando de esta forma que el impacto de la medida se limita a los ingresos sobrevenidos y no esperables de manera razonable provocados por la escalada de precios del CO<sub>2</sub>.

Por fin, para cada central, la minoración de su retribución se calculará multiplicando su producción mensual en barras de central por dicho coste medio ajustado. A continuación, se notificarán las cantidades a cada central, que deberán ingresarlas en los dos meses siguientes a la notificación de la liquidación.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Las cantidades serán consideradas como ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los mecanismos de capacidad vigentes en cada momento y, en caso de excedente, los cargos asociados a los costes del sistema a los que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En relación al destino de los ingresos, se considera que éstos deben revertir en los consumidores eléctricos, que son los que están realizando un mayor esfuerzo, vía precios, en la descarbonización del sistema energético. La forma de articular lo anterior es mediante su consideración como ingresos liquidables del sistema eléctrico, destinados a financiar los mecanismos de capacidad vigentes en cada momento y los cargos del sistema. Estos cargos 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. Por tanto, tiene sentido económico y racionalidad que parte de los sobre ingresos generados por el coste medioambiental de la producción eléctrica actual se destine a aliviar las cargas financieras derivadas del apoyo a las tecnologías no emisoras.

Tras la entrada en vigor, en su caso, del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, actualmente en tramitación parlamentaria como proyecto de ley, los excedentes que puedan existir una vez pagados los mecanismos de capacidad se destinarán a minorar el importe de los cargos del sistema eléctrico que resulten en cada año después de las contribuciones de todos los vectores energéticos a dicho Fondo.

Adicionalmente, 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, que son aquellos consumidores vulnerables severos que están siendo atendidos, respecto al suministro eléctrico, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes. La distribución y transferencia de dicho importe se realizará en función del porcentaje de consumidores vulnerables severos respecto al total nacional, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

Debido a que las medidas definitivas de la producción solo se conocen en el ejercicio posterior, antes de la liquidación de cierre del sistema los pagos trimestrales tendrán la consideración de pagos a cuenta de una liquidación final que se producirá una vez se disponga de los valores definitivos de producción.

En la parte final de la ley, la norma habilitará al Gobierno a modificar la metodología de cálculo de la minoración y, en particular, a revisar el valor del parámetro  $\alpha$  anualmente, en función de la evolución del precio de los derechos, la estructura y evolución de los mercados al contado y a plazo y del comportamiento de las distintas tecnologías en el mercado.

Por fin, se da un mandato para que, en el plazo de 2 meses desde la entrada en vigor de la norma, se revisen a la baja los precios cargos del sistema eléctrico para recoger los menores costes a financiar como consecuencia del nuevo ingreso liquidable.

Por tanto, este mecanismo, junto con el previsto en el proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, permitirán dar señales para la descarbonización, electrificar la economía y reducir de forma sustancial los cargos que soporten los consumidores eléctricos, reduciendo los precios finales de la electricidad mediante un reparto equilibrado y proporcionado de su financiación entre todos los sujetos del sistema energético: consumidores, productores y suministradores de productos energéticos.

### VI

Esta ley se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La propuesta se adecua a los principios de buena regulación exigibles a las disposiciones normativas, en especial, al principio de necesidad, por la existencia de una disfunción en la formación de precios y eficiencia, esto es, la razonabilidad en la estructura de precios.

La aprobación de la presente ley cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que se dicta conforme al ordenamiento jurídico nacional, y en el marco de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.<sup>a</sup> de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación de la actividad económica y en el artículo 149.1.25.<sup>a</sup> de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Asimismo, la norma garantiza su conformidad con el principio de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima en la medida en que el mecanismo de minoración resulta de aplicación exclusivamente a aquellas instalaciones cuya acta de puesta en funcionamiento sea anterior a la fecha de publicación de la

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, y por tanto solo resultan afectadas aquellas inversiones que no pudieron tomar en consideración la sobrerretribución derivada de la puesta en marcha del mercado de comercio de derechos de emisión. Además, mediante el establecimiento del precio suelo del CO<sub>2</sub> en 20,67 €/tCO<sub>2</sub>, la protección de aquellos principios no se circunscribe exclusivamente al momento inicial de la inversión, sino que se extiende a cualquier inversión que hubiese podido realizarse con posterioridad a la fecha señalada sobre dichas instalaciones entendiendo el concepto de inversión en sentido amplio, es decir incluyendo decisiones de mantenimiento de operación de las instalaciones o de traspaso o compraventa de activos de las instalaciones afectadas por esta medida.

La combinación de estos dos elementos centrales del mecanismo de minoración (el umbral temporal y el suelo de precios de CO<sub>2</sub>) permite además salvaguardar el principio de rentabilidad razonable a las instalaciones afectadas, estrechamente vinculado dicho principio a la mencionada seguridad jurídica. Y esto es así porque, si bien es cierto que la medida supone en último término una detracción de ingresos para las instalaciones que forman parte del ámbito subjetivo de aplicación de la norma, esta minoración solo resultará de aplicación cuando el precio del CO<sub>2</sub> supere la cotización media de dichos derechos de emisión de los últimos años. De esta forma, se garantiza que las instalaciones que contaban con cierto nivel de rentabilidad con anterioridad a esta medida sigan obteniéndola tras la aprobación de esta ley, porque en ningún caso la minoración podrá menoscabar el nivel de ingresos por CO<sub>2</sub> que venían percibiendo dichas instalaciones antes de la escalada de precios observada en los meses centrales del año 2021.

Se trata de un mecanismo análogo, en lo que se refiere a la minoración del dividendo del CO<sub>2</sub> de las estaciones inframarginales no emisoras, al que estuvo en vigor en España entre 2006 y 2009, en virtud del Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de febrero, y del Real Decreto-ley 11/2007, de 7 de diciembre, y que fue validado por los tribunales nacionales y por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (caso C-566/11 y otros) mediante sentencia del 17 de octubre de 2013.

Por tanto, se trata de una propuesta respetuosa con los principios y marcos normativos del mercado interior de la energía y del mercado de carbono en la UE, que seguirán desplegando de manera íntegra y sin distorsiones sus señales de precios, tanto para la oferta como para la demanda, para los consumidores y para los nuevos entrantes.

Asimismo, la presente medida cumple con el principio de proporcionalidad, ya que no se está recortando la retribución al que ya tiene poco, sino precisamente, al que se aprovecha de un factor de precio que no tiene en su estructura real de costes. A su vez, no se imponen más cargas que las estrictamente necesarias para la consecución de los objetivos mencionados, redistribuyendo las rentas inmerecidas generadas por el mecanismo de fijación de precios del mercado entre los consumidores eléctricos, con una especial incidencia positiva en los colectivos más vulnerables, para los que la electricidad tiene un mayor peso relativo en su cesta de gastos.

En cuanto al principio de transparencia, el anteproyecto de ley ha sido sometido a los trámites de audiencia e información públicas y a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

### CAPÍTULO I

#### Disposiciones generales

Artículo 1. Minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica.

Con efectos desde la entrada en vigor de esta ley, se minorará la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero puestas en funcionamiento con anterioridad al 25 de octubre de 2003, en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por estas instalaciones como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero por parte de las tecnologías emisoras marginales.

Artículo 2. Ámbito de aplicación subjetivo.

1. La minoración a que se refiere el artículo anterior será de aplicación 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 25 de octubre de 2003, cualquiera que sea su tecnología.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

2. Quedan excluidas del ámbito de aplicación las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, así como las instalaciones de producción que tengan reconocido un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

3. También quedarán excluidas de la minoración las instalaciones de producción de potencia neta igual o inferior a 10 MW, con independencia de su fecha de puesta en servicio.

Artículo 3. Ámbito de aplicación objetivo.

La minoración afectará a la producción de las instalaciones de producción de energía eléctrica referidas en el artículo 2, con independencia de la modalidad de contratación utilizada.

### CAPÍTULO II

#### Cálculo de la minoración y pago

Artículo 4. Cálculo de la cuantía de la minoración.

La minoración correspondiente a cada instalación de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 2 anterior se calculará, para cada mes, según la fórmula siguiente:

$$Y_i^t = Q_i^t \times FEM^t \times (PCO_2^t - 20,67) \times \alpha$$

donde:

$Y_i^t$  es la cuantía de la minoración, en euros, correspondiente a la instalación  $i$ -ésima en el mes  $t$  considerado.

$Q_i^t$  es la cantidad total de energía eléctrica producida por la instalación  $i$ -ésima durante el mes  $t$ , en MWh. A los efectos del cálculo, se computará la energía medida en barras de central. En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo, del período  $t$ . Si dicha producción neta resultara negativa el valor de  $Q_i^t$  será cero.

$FEM^t$  es el factor de emisión medio del mercado diario en el Mercado Ibérico de la Electricidad en el mes  $t$ , medido en toneladas equivalentes de  $CO_2$  por MWh. Para el cálculo de  $FEM^t$  se tomarán los porcentajes de horas en que han marcado el precio marginal cada una de las tecnologías emisoras en ese mes, a excepción de las instalaciones de cogeneración y residuos, ponderados por la energía casada en cada hora, multiplicados por los factores específicos de cada una de ellas, que serán los que se establecen en el anexo.

Cuando el precio marginal haya sido marcado por dos tecnologías emisoras con diferente factor de emisión, por ser coincidente el precio de oferta de ambas tecnologías, se realizará un cálculo ponderado del factor de emisión en función del volumen de energía entregado por ambas tecnologías.

En las horas en las que el precio marginal no haya sido marcado por una tecnología emisora, o cuando este haya sido marcado por una unidad de oferta que agrupe varias instalaciones físicas de diferentes tecnologías, 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, a excepción de las instalaciones de cogeneración y residuos.

Además, al objeto de conocer si se han realizado ofertas en el entorno de dicha oferta por parte las centrales térmicas de conformidad con el párrafo anterior, se tendrán en cuenta tanto las ofertas simples como las ofertas complejas presentadas en el mercado diario, en los siguientes términos:

– Para determinar si en el  $-10\%$  del precio marginal existen ofertas emisoras, se tomará, 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 a partir de la energía casada de esa planta.

– Para determinar si en el  $+10\%$  del precio marginal existen ofertas emisoras, se incrementará el precio del mercado en ese  $10\%$ , y se comprobará si existen centrales emisoras que pasarían a ser despachadas en el mercado, teniendo en cuenta tanto sus ofertas simples como complejas.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

En la determinación del FEM<sup>t</sup> se tendrán en cuenta tanto las unidades de oferta del sistema eléctrico español como portugués.

$PCO_2^t$  es el precio medio de la tonelada equivalente de  $CO_2$  en el mes  $t$ , medido en euros por tonelada equivalente de  $CO_2$ . Se calculará como la media del precio al contado de cada uno de los días del período correspondiente de la tonelada equivalente de  $CO_2$  en el mercado de European Union Allowance (EUA). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

$\alpha$  es un parámetro de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor de 0,9.

Si el precio medio en un mes,  $PCO_2^t$ , es inferior a 20,67€/ton, el importe de la minoración,  $Y_i^t$  será nulo en el referido mes.

En el caso de cambio de titularidad de una instalación durante los periodos de aplicación de la minoración, las cuantías, en euros, devengadas por la instalación se calcularán para cada titular considerando el número de días en que cada parte ha ostentado la titularidad de la instalación.

Artículo 5. Procedimiento para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones.

1. Para cada mes desde la entrada en vigor de esta ley, el órgano encargado de las liquidaciones calculará la minoración de la retribución de las instalaciones definidas en el artículo 2, de acuerdo con la metodología del artículo 4.

2. La liquidación y el pago de las minoraciones se realizará trimestralmente. Para ello, antes del día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, el órgano encargado de las liquidaciones notificará a las empresas titulares de las instalaciones a las que se refiere el artículo 2 las cuantías resultantes de la minoración correspondientes al trimestre anterior, detallando los cálculos realizados.

3. Desde la recepción de la notificación, los titulares de las instalaciones dispondrán de un plazo de dos meses para la realización de dichos ingresos en las cuentas que a estos efectos les haya notificado el órgano encargado de las liquidaciones conforme a lo previsto en la disposición adicional primera.

4. Los pagos trimestrales a que se refiere apartado anterior tendrán la consideración de pagos a cuenta de la liquidación definitiva que, anualmente, el órgano encargado de las liquidaciones realizará para cada instalación una vez se conozcan los datos definitivos de las medidas de la producción en barras de central del ejercicio.

Artículo 6. Naturaleza y destino de los ingresos.

1. Los pagos a que se refiere el artículo 5 tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los costes del sistema eléctrico asociados a mecanismos de capacidad y, en particular, los correspondientes a los pagos por capacidad regulados en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión al que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre.

Cuando los ingresos obtenidos en virtud de lo establecido en esta ley superen los costes asociados a los mecanismos de capacidad existentes, el excedente se destinará a sufragar los costes financiados por los cargos del sistema eléctrico a que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y a cubrir, en su caso, los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.

2. No obstante lo indicado en el párrafo anterior, el 10% de los ingresos obtenidos por la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica objeto de la presente Ley será destinado a cofinanciar, en la parte correspondiente a las Administraciones Públicas, el coste del suministro de los consumidores a que hace referencia el párrafo j) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013.

A estos efectos, el organismo encargado de las liquidaciones depositará en una cuenta específica dicha cantidad, que será distribuida y transferida a las Administraciones Públicas en función de su porcentaje de consumidores vulnerables severos respecto al total nacional, en los términos que se establezcan reglamentariamente.



# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Serie A Núm. 65-1

30 de agosto de 2021

Pág. 10

Disposición adicional primera. Obligaciones de información.

1. Se habilita al órgano encargado de las liquidaciones a solicitar la información necesaria al Operador del Mercado y al Operador del Sistema para dar cumplimiento a las obligaciones impuestas por la presente ley.

2. Antes de que transcurra un mes desde la entrada en vigor de esta ley, el órgano encargado de las liquidaciones identificará a los titulares de las instalaciones, los dará de alta como sujetos del sistema de liquidaciones del sistema eléctrico y les notificará la cuenta en régimen de depósito donde se harán efectivos los pagos correspondientes a las minoraciones.

3. Mensualmente, el órgano encargado de las liquidaciones remitirá a la Secretaría de Estado de Energía información detallada de las minoraciones calculadas por instalación y titular, así como de los pagos recibidos.

Disposición adicional segunda. Revisión de los precios unitarios de aplicación para la financiación de los pagos por capacidad y de los cargos del sistema eléctrico.

En el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente ley, por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico y previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, se revisarán los precios unitarios de aplicación para la financiación de los pagos por capacidad regulados en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión al que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, aplicables por la energía adquirida por los sujetos a los que se refiere la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, así como los precios de los cargos del sistema eléctrico, para adecuarlos a los ingresos liquidables adicionales procedentes del mecanismo de minoración regulado en esta ley.

Disposición adicional tercera. Cálculo de la cuantía de la minoración de aplicación al bombeo.

De manera excepcional, para las instalaciones de bombeo afectadas por la minoración de conformidad con el artículo 2, el cálculo de la cuantía de minoración a que hace referencia el artículo 4 se llevará a cabo anualmente, frente al cálculo mensual fijado con carácter general para las restantes instalaciones de producción afectadas por dicha minoración.

Disposición adicional cuarta. Régimen de aplicación a las repotenciones de las instalaciones.

La minoración prevista en el artículo 4 dejará de ser de aplicación en el caso de módulos de generación de electricidad que, tras la entrada en vigor de esta ley, sean modificados de tal manera que dicha modificación tenga alguna de las siguientes implicaciones:

a) Un incremento de la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad superior al 50%, entendiéndose por capacidad máxima aquella a la que se refiere el artículo 4 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. A estos efectos se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad que tengan lugar a partir de la entrada en vigor de esta ley.

b) La modificación requiere la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión por cumplirse el supuesto al que se refiere el artículo 7.1.b) del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Disposición adicional quinta. Régimen de aplicación a las hibridaciones.

Cuando se trate de una instalación de generación híbrida cuyo módulo original esté sujeto al mecanismo de minoración contemplado en esta ley, la energía eléctrica producida por los nuevos módulos de generación de electricidad introducidos no computará a efectos del cálculo de la cuantía de minoración regulado en el artículo 4, siempre que dichas instalaciones híbridas dispongan de los equipos de medida directos necesarios que permitan discriminar el origen de dicha energía.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

Disposición adicional sexta. Aprovechamientos hidroeléctricos afectados por la presente Ley.

En el plazo de seis meses desde la entrada de esta Ley, los concesionarios de derechos privativos al uso del agua para producción hidroeléctrica afectados por la presente Ley podrán renunciar al mismo y solicitar a la administración hidráulica competente la extinción de tal derecho, al amparo del artículo 53.1.d) del Texto Refundido de la ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

Disposición transitoria única. Minoración correspondiente al primer trimestre.

La liquidación de la minoración de la retribución correspondiente periodo transcurrido entre la entrada en vigor de la presente ley y el inicio del primer trimestre completo según lo previsto en el artículo 5 se incluirá en la liquidación de dicho trimestre.

Disposición final primera. Títulos competenciales.

Esta ley se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. Modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Se modifica la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en los siguientes aspectos:

Uno. Se modifica el apartado primero del artículo 6, que queda redactado de la siguiente manera:

«1. La base imponible del impuesto estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo.

A estos efectos, en el cálculo del importe total se considerarán las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos que se deriven de lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el período impositivo correspondiente, así como las previstas en el régimen económico específico para el caso de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.

Asimismo, en el cálculo del importe total se tendrán en cuenta las cuantías resultantes de la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones no emisoras de gases de efecto invernadero de conformidad con lo establecido en la Ley XX/2021, de XX de XXXX, por la que se actúa sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico, que reducirán la base imponible en un importe equivalente a dichas cuantías para las referidas instalaciones.»

Dos. Se modifica el apartado 3 del artículo 10 en los siguientes términos:

«3. Los pagos fraccionados se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada desde el inicio del período impositivo hasta la finalización de los tres, seis, nueve o doce meses a que se refiere el apartado anterior, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de esta Ley y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

A estos efectos, se tomará como valor de la producción el importe total que corresponda percibir por el contribuyente, por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central, por cada instalación en el correspondiente período.

Asimismo, en el cálculo de los pagos fraccionados se tendrán en cuenta todas aquellas liquidaciones de las minoraciones previstas en el artículo 5 de la Ley XX/2021, de XX de XXXX, por la que se actúa sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico, que hayan sido notificadas por el órgano encargado de las liquidaciones con anterioridad al inicio del periodo de realización del pago fraccionado correspondiente.

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

No obstante, cuando el valor de la producción incluidas todas las instalaciones, no supere 500.000 euros en el año natural anterior, los contribuyentes estarán obligados a efectuar exclusivamente el pago fraccionado cuyo plazo de liquidación está comprendido entre el día 1 y 20 del mes de noviembre.

Tratándose de contribuyentes que hubieran desarrollado la actividad por un plazo inferior al año natural durante el año anterior, el valor de la producción se elevará al año.»

Disposición final tercera. Desarrollo reglamentario y habilitación normativa.

Se habilita al Gobierno para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en esta ley.

En particular, se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a modificar los valores recogidos en el anexo para adecuarlos a las condiciones de funcionamiento y evolución de las distintas tecnologías.

Anualmente, el Gobierno podrá revisar el valor del parámetro  $\alpha$  para adaptarlo a la estructura del mercado al contado y a plazo, la evolución de los precios de los derechos de emisión, la intensidad de la señal de descarbonización de la generación eléctrica y la participación de las distintas tecnologías en la fijación de precios en el mercado mayorista.

Disposición final cuarta. Entrada en vigor.

Esta ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

# BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES

## CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

### Anexo

Factores de emisión específicos de las tecnologías de generación

Tecnología	Emisiones CO <sub>2</sub> -eq [tCO <sub>2</sub> -eq/MWh]
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (gas natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77