

## **ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>**

Julio de 2020

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

# ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

## ÍNDICE

1	EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	3
1.1	<i>EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN LA UNIÓN EUROPEA</i> .....	3
1.2	<i>EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN ESPAÑA</i> .....	6
1.3	<i>EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN PORTUGAL</i> .....	10
2	ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	13
2.1	<i>EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub></i> .....	13
2.2	<i>ASIGNACIÓN GRATUITA DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub></i> .....	20
2.3	<i>ASIGNACIÓN MEDIANTE PROCEDIMIENTO DE SUBASTA</i> .....	24
3	EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	30
3.1	<i>ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS EUA A LO LARGO DE LAS FASES DE FUNCIONAMIENTO DEL EU ETS</i> .....	30
4	IMPACTO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> EN LOS PRECIOS DE LA ELETRICIDAD .....	41
4.1	<i>ANÁLISIS TEÓRICO</i> .....	41
4.2	<i>ANÁLISIS ECONOMÉTRICO</i> .....	44
4.3	<i>EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN EL MIBEL</i> .....	58
5	DERECHOS DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> Y LA NORMATIVA FINANCEIRA .....	66
5.1	<i>LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN EL ÁMBITO DE LA MIFID II</i> .....	66
5.2	<i>DERIVADOS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN EN EL ÁMBITO DE EMIR</i> .....	69

### 1 EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

#### 1.1 EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN LA UNIÓN EUROPEA

La creación del *EU Emission Trading System* (EU ETS) constituye uno de los dos elementos de la estrategia de la Unión Europea para combatir el cambio climático, y tiene como principal y único antecedente el Protocolo de Kioto (PK).

El PK<sup>1</sup> fue el primer tratado internacional que definió, dentro de la Organización de las Naciones Unidas, una actuación explícita para luchar contra el cambio climático, imponiendo límites sobre las emisiones cuantificadas de gases de efecto invernadero (GEI) de los países desarrollados. Fue introducido en diciembre de 1997 en la COP 3 – Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (*UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change*<sup>2</sup>), sin embargo, solo fue ratificada por los 141 países signatarios en febrero de 2005. Al entrar en vigor, el 21 de marzo de 1994, los países del Anexo I<sup>3</sup> se comprometieron a reducir sus emisiones de GEI, durante el periodo 2008-2012, en al menos un 5% en relación a las emisiones registradas en 1990. Para simplificar, dado que varios GEI están cubiertos por el PK (Anexo A<sup>4</sup>), se definió una unidad de medida para la conversión de los GEI en una unidad común de acuerdo con su potencial de calentamiento global – toneladas equivalentes de dióxido de carbono (tonCO<sub>2</sub>-eq) –, siendo el carbono el gas de referencia.

A nivel de Europa, la Unión Europea es considerada en el PK en su conjunto, teniendo como objetivo la reducción de las emisiones en un 8%, entre 2008 y 2012, respecto a los valores registrados en 1990, distribuidas entre los distintos Estados miembros en virtud del Acuerdo entre las Partes (*Burden Sharing Agreement*). El sistema de verificación de los compromisos asumidos por los países firmantes, respecto a las emisiones de GEI, se logra a través de un mecanismo de mercado basado en la

---

<sup>1</sup> El Protocolo de Kioto fue aprobado por la Unión Europea, con trasposición directa para los Estados miembros, en 2002 (Decisión 2002/358/CE).

<sup>2</sup> Convención Marco de las Naciones Unidas que fue adoptada en mayo de 1992, con entrada en vigor en marzo de 1994, y ratificada en 1993 por España (Instrumento de ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecho en Nueva York el 9 de mayo de 1992, de 16 de noviembre de 1993) y por Portugal (Decreto Ley N ° 20/93 de 21 de junio).

<sup>3</sup> El Anexo I de la UNFCCC está constituido por los países integrantes diferenciados entre países desarrollados y economías en transición hacia una economía de mercado.

<sup>4</sup> El Anexo A incluye los siguientes GEI, por orden de importancia: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

utilización de derechos de emisión (*European Union Allowance - EUA*) por las actividades económicas emisoras. Los objetivos asumidos por cada país, para una determinada Fase de cumplimiento, se expresan a través del nivel de emisiones permitidas (*allowed emissions*) o de la cantidad asignada (*assigned amounts*). Adicionalmente, existe un desglose de las emisiones permitidas en Unidades de Cantidad Asignada<sup>5</sup> (AAU – *Assigned Amount Unit*).

Cada país puede alcanzar los objetivos comprometidos por dos vías, a través de la utilización directa de los derechos de emisión asignados inicialmente (*Initial Report*) o mediante el uso de tres mecanismos complementarios definidos en el ámbito del PK: el Comercio de Emisiones, la Implementación Conjunta (JI – *Joint Implementation*) o el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM – *Clean Development Mechanism*).

El primer mecanismo permite la posibilidad de negociar entre países unidades o derechos de emisión. Los dos mecanismos restantes consisten en el desarrollo de proyectos para la reducción de las emisiones, cuya ejecución otorga derechos de emisión a los países del Anexo B<sup>6</sup> responsables de su implementación.

En el ámbito del CDM, se permite a los países del Anexo B realizar inversiones en los países del Anexo I de la UNFCCC en proyectos de reducción de emisiones con energías renovables, adquisición de derechos de emisión adicionales y actividades LULUCF<sup>7</sup> (*land use, land-use change and forestry*). En el ámbito de estos proyectos, y emitidas por el propio CDM, las unidades asignadas se denominan Certificados de Reducción de Emisiones (CER – *Certified Emission Reduction*).

Los proyectos ejecutados en el ámbito del mecanismo JI pueden ser ejecutados en países del Anexo I con economías en transición hacia una economía de mercado de la UNFCCC, dando lugar a la emisión de Unidades de Reducción de Emisiones (ERU – *Emission Reduction Unit*) para los países receptores de los proyectos, por cancelación de las AAUs que fueron asignadas en el marco del *Initial Report*. Estos países se benefician de la adquisición de UREs a un precio más bajo, así como de las inversiones realizadas por los países del Anexo I del UNFCCC, en detrimento de la realización de

---

<sup>5</sup> Cada AAU corresponde a una tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> (1 ton. CO<sub>2</sub>). En el caso de Portugal, fueron asignadas las siguientes AAU: cantidad de emisiones en 1990 (*en Mton.CO<sub>2</sub>*)  $\times (1 + 27\%)$ . En el caso de España, fueron asignadas las siguientes AAU: cantidad de emisiones en 1990 (*en Mton.CO<sub>2</sub>*)  $\times (1 + 15\%)$ .

<sup>6</sup> Países en vías de desarrollo.

<sup>7</sup> Este tipo de proyectos, también denominados sumideros, otorgan derechos de emisión específicos, con la particularidad de que no pueden negociarse – Unidades de Absorción (RMU – *Removal Unit*) –: son unidades expedidas en equivalencia a la absorción de CO<sub>2</sub> producida por actividades de uso de la tierra.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

proyectos equivalentes para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel nacional, a un coste más alto.

En resumen, el EU ETS es un mecanismo de mercado basado en un esquema de *cap and trade*, a través del cual se establece un volumen máximo de emisiones y se atribuye un valor económico a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Se trata de un sistema basado en mecanismos de negociación de derechos de emisión, en el que las actividades económicas emisoras, con potencial de reducción de las emisiones a un coste bajo, tienen incentivos para vender los derechos de emisión a las actividades económicas emisoras con mayor dificultad para reducir sus emisiones, debido a su alto coste. Esta interacción comercial entre agentes emisores de las más diversas actividades económicas da como resultado un mercado de derechos de emisión o “mercado de carbono”.

Todas las unidades (CER, AAU, ERU, RMU) pueden ser utilizadas por los países del Anexo B para garantizar el cumplimiento de los objetivos establecido en el PK. Adicionalmente, dependiendo del equilibrio entre las unidades de emisión en cartera y las emisiones verificadas, cada país tiene la posibilidad de comprar unidades excedentarias a países que han cumplido sus objetivos o vender sus unidades a terceros países. Al final de la Fase de cumplimiento, cada país debe presentar el balance entre las compras y las ventas de unidades de emisión que, junto al total de las unidades de emisión asignadas, debe ser igual o superior a la cantidad de emisiones verificadas. Como alternativa a la venta de las unidades de emisión excedentarias, cada país podrá mantenerlas (*banking allowances*) para las siguientes fases de cumplimiento (*carry over*).

En caso contrario, el país será objeto de una penalización correspondiente a la adquisición en el mercado del déficit de unidades de emisión.

La supervisión del balance y del registro de las transacciones de instrumentos de carbono, de derechos de emisión y de CER corresponde a la Comisión Europea, a través del *European Union Transaction Log* (EUTL), y a nivel internacional, en el marco del PK, a la UNFCCC a través del *International Transaction Log* (ITL).

Los derechos de emisión resultan de la conversión de las AAU asignadas a la Unión Europea en el ámbito del PK y representan, en términos unitarios, 1 tonelada de emisiones de CO<sub>2</sub>. De este modo, constituyen el activo principal del EU ETS, siendo emitidas por los Estados miembros y asignadas a las instalaciones incluidas en el sistema.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

El régimen normativo para la creación del comercio de derechos de emisión de GEI fue establecido a través de la Directiva 2003/87/CE, del Parlamento y del Consejo, de 13 de octubre de 2003. El EU ETS se divide en tres Fases:

- **Fase I:** que abarca el periodo comprendido entre 2005 y 2007;
- **Fase II:** que abarca el periodo entre los años 2008 y 2012; y,
- **Fase III:** que comprende el periodo entre 2013 y 2020.

Actualmente, se están llevando a cabo por la Unión Europea las actuaciones necesarias para preparar la cuarta Fase del EU ETS, que cubrirá el periodo comprendido entre 2021 y 2030.

Adicionalmente – y en el marco del denominado Pacto Europeo Verde (European Green Deal) – la Comisión Europea ha señalado su intención de revisar, en junio de 2021, la Directiva 2003/87/CE que establece el régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

### **1.2 EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN ESPAÑA**

España asumió el compromiso internacional de reducir las emisiones de GEI en el ámbito de la UNFCCC y de la Unión Europea. El comercio de derechos de emisión de GEI está regulado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo (por la que se transpone la Directiva 2003/87/CE).

Para la Fase II (años 2008-2012), primer periodo de compromiso del PK, el objetivo de reducción de las emisiones de GEI establecido para España fue que las mismas no superaran en un 15% los valores verificados en el año base (1990).

Para los años siguientes, Fase III (periodo comprendido entre 2013-2020), que se corresponde con el segundo periodo de compromiso del PK, se establece un objetivo de reducción de las emisiones a nivel europeo, a través del Paquete Europeo de Energía y Clima. En este se establecen los objetivos específicos a alcanzar, en 2020, en términos de energía renovable, eficiencia energética y reducción de emisiones de GEI. En concreto, las emisiones de GEI en la Unión Europea, en su conjunto, deben reducirse en un 20% respecto a los niveles verificados en el año base, a través de dos grandes pilares:

- En relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> de los sectores más intensivos en el uso de la energía incluidos en el EU ETS (entre otros, generación siderúrgica, refino,

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

papel, cemento, vidrio), el objetivo es alcanzar, en 2020, una reducción de sus emisiones de GEI de un 21% respecto a los niveles observados en 2005. Este objetivo se define a nivel europeo y no hay reparto entre los Estados miembros.

- Para las emisiones de otros sectores también se fija un objetivo a alcanzar en 2020. Dicho objetivo es una reducción del 10% en las emisiones comunitarias de GEI en relación a los niveles de 2005, que también es aplicable a España. En este caso, el esfuerzo requerido para lograr esta reducción general se reparte entre los Estados miembros, a través de la Decisión 406/2009/CE, de 23 de abril (sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020).

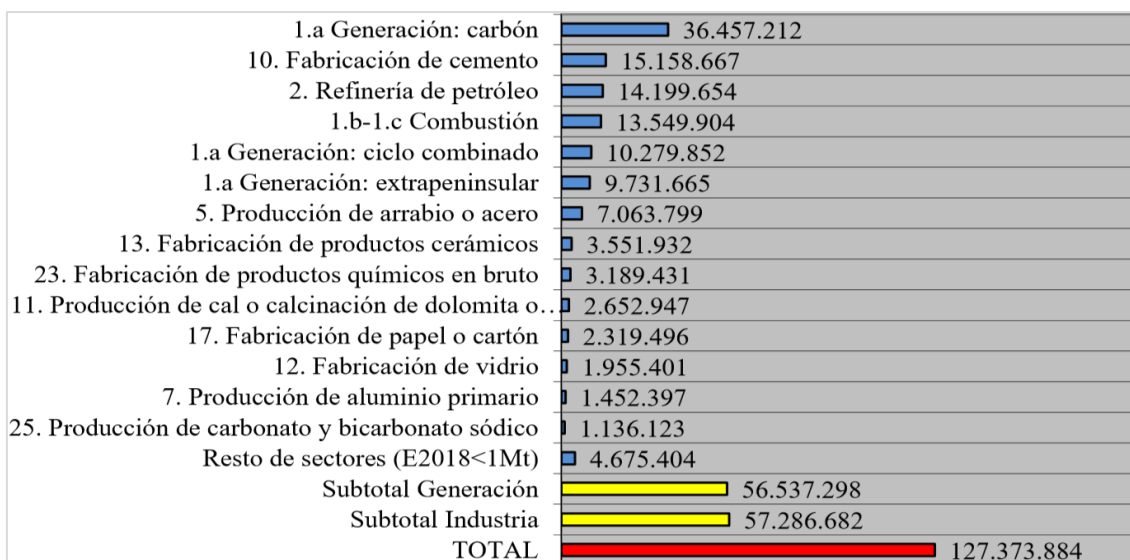
La Figura 1-1 muestra las emisiones verificadas de CO<sub>2</sub> en España para el año 2018, y la Figura 1-2 refleja la comparativa entre las emisiones verificadas de CO<sub>2</sub> entre 2017 y 2018<sup>8</sup>. Además de constatarse la relevancia de la generación de energía eléctrica en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> en España, en el año 2018, las emisiones totales de las instalaciones incluidas en el sistema de comercio de derechos de emisión de GEI se situó en 127,37 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>. Este valor representa una reducción del 36% respecto al año 2005, año en el que el EU ETS comenzó a aplicarse, y del 6% en relación a 2017.

---

<sup>8</sup> Datos más recientes publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 1-1 Emisiones de CO<sub>2</sub> en 2018, en ton<sub>CO2</sub>-eq**



*Fuente: "Balance Sectorial Aplicación Ley 1/2005 (Año 2018)<sup>9</sup>, Ministerio para la Transición Ecológica – Gobierno de España"*

La disminución observada entre 2017 y 2018 es debida, fundamentalmente, a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector de generación de energía eléctrica en torno a un 15,5%. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales de carbón y de ciclo combinado (CCGT) disminuyeron significativamente (16,9% y 20,1%, respectivamente), debido, sobretudo, a la elevada hidráulicidad registrada en 2018<sup>10</sup>. Estos datos refuerzan el compromiso de España con el cumplimiento de los objetivos definidos en el EU ETS.

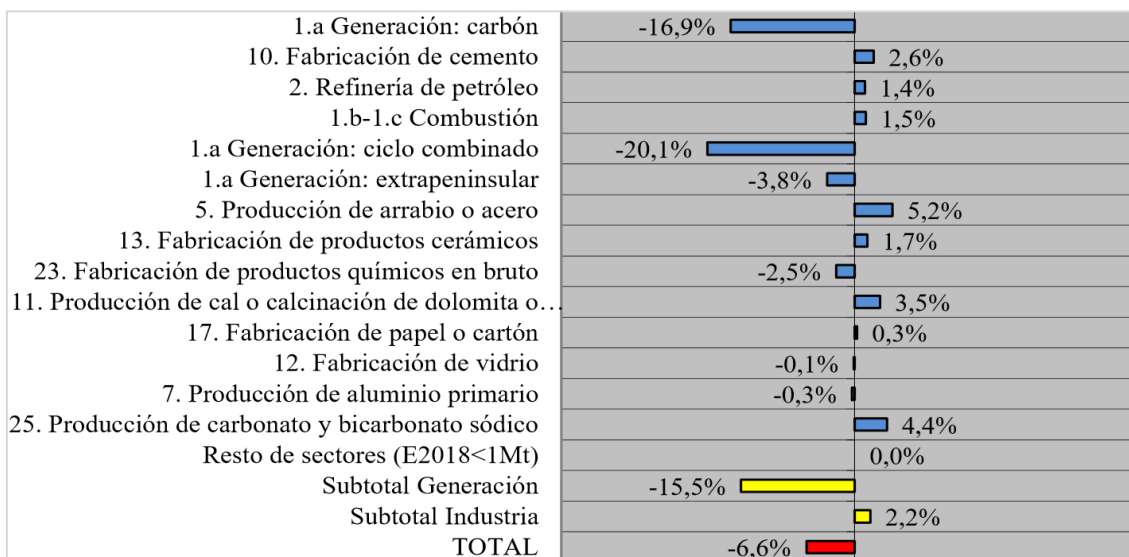
<sup>9</sup> No se incluyen todas las actividades definidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, si no solo aquellas cuyas emisiones superaron, en 2018, 1 millón de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

<sup>10</sup> Según datos de Red Eléctrica de España (REE), la generación hidráulica en 2018 fue un 85% mayor a la registrada en 2017.



## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 1-2 Emisiones de CO<sub>2</sub> en 2018 frente a 2017: (E2018-E2017)/E2017**



*Fuente: "Balance Sectorial Aplicación Ley 1/2005 (Año 2018), Ministerio para la Transición Ecológica – Gobierno de España"*

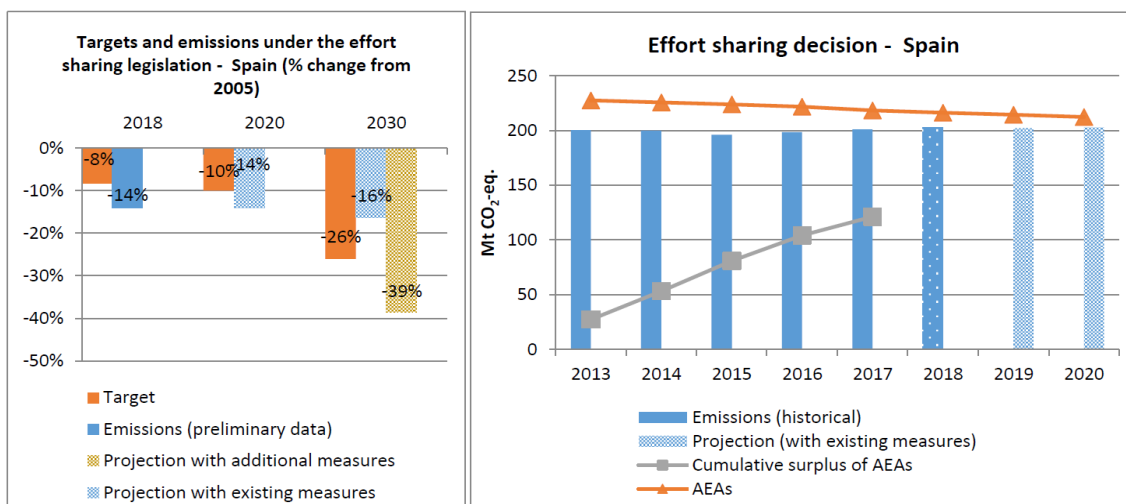
Los objetivos de reducción de las emisiones de GEI para el 2030 se reflejan en las conclusiones del Consejo Europeo, de octubre de 2014, en el que se aprobó el "2030 Climate & Energy Framework" para el periodo 2021-2030, con el objetivo de garantizar la continuidad del Paquete Europeo de Energía y Clima. Los principales objetivos de este nuevo programa son: i) un objetivo vinculante para la Unión Europea, en 2030, de reducción en, al menos, un 40% las emisiones de GEI en relación al nivel observado en 1990; ii) un objetivo vinculante para la Unión Europea, en 2030, de al menos un 27% de energía renovable en el consumo de energía; iii) un objetivo indicativo para la Unión Europea, en 2030, de al menos un 27% de mejora en eficiencia energética; y, iv) el logro, para 2020, de alcanzar el objetivo de un 10% de interconexión eléctrica transfronteriza, en particular, para los Países Bálticos y para la Península Ibérica, elevándose este objetivo al 15% para el 2030.

La Figura 1-3 permite extraer conclusiones interesantes sobre el cumplimiento por parte de España de los compromisos internacionales para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el lado izquierdo de la figura se observa que España superó el objetivo de reducción en 2018, con una previsión de que, asimismo, se supere el objetivo en 2020, con una reducción del 14% respecto a las emisiones de 2005; lo que significaría una reducción de 4 puntos porcentuales más de lo establecido en el objetivo. Para 2030, se prevé una cierta dificultad para alcanzar el objetivo previsto si se mantienen las medidas actuales, aunque, con la aplicación de medidas adicionales, se podría superar el objetivo previsto, con una reducción del 39% respecto a las emisiones de 2005. En el lado derecho de la

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

figura, se refleja la evolución histórica del esfuerzo español para el cumplimiento de sus objetivos en el periodo comprendido entre 2013 y 2018, así como una previsión para 2019 y 2020. Entre 2013 y 2017, se produjo un significativo aumento del saldo positivo acumulado de Asignaciones Anuales de Emisión (AAE<sup>11</sup>).

**Figura 1-3 Objetivos y emisiones de CO<sub>2</sub> en España: histórico y previsiones**



Fuente: Country fact sheet: Spain, Comisión Europea.

### 1.3 EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN PORTUGAL

De manera similar a España, Portugal, como Estado miembro de la Unión Europea, también es parte integrante del PK de la UNFCCC. Lógicamente, debido a la existencia de países menos desarrollados que otros, con diferentes necesidades de consumo energético y, en consecuencia, con diferentes niveles de emisiones de GEI, no existe homogeneidad entre los diferentes Estados miembros. En este sentido, se desarrolló un Acuerdo entre las Partes, que definió para Portugal un primer objetivo (para el periodo 2008-2012) de no superar en un 27% los valores registrado en 1990.

Al objeto de cumplir los compromisos y supervisar el grado de implementación del EU ETS en Portugal, se desarrolló un *Programa Nacional para as Alterações Climáticas* (PNAC), en el año 2000, proponiendo el establecimiento de estrategias, medidas y políticas. Este programa fue aprobado en 2004, y fue modificado por el PNAC de 2006, al objeto de consolidar las medidas implementadas de manera efectiva, y adoptar un nuevo, y reforzado, paquete de políticas en varios sectores susceptibles de aproximar

<sup>11</sup> Objetivos anuales definidos para cada Estado miembro.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

la situación nacional a los compromisos internacionales en cuestión<sup>12</sup>. En paralelo, con la aprobación del PNAC, se estableció un valor mínimo<sup>13</sup> para el *Fundo Português de Carbono*<sup>14</sup> (FPC), a fin de garantizar la inversión en mecanismos de flexibilidad.

Con la entrada en vigor del EU ETS en 2005, una parte del funcionamiento del sistema quedó centralizada en la Comisión Europea<sup>15</sup> y otra parte descentralizada en los Estados miembros, siendo cada una de las partes responsable de la asignación de los derechos de emisión a las distintas instalaciones incluidas en el sistema.

Este mecanismo de asignación de EUA se basa en los compromisos asumidos por cada Estado miembro en el ámbito del PK, y, en una segunda instancia, en la decisión tomada, de forma individual, por cada Estado miembro, que se concreta en el Plan Nacional de Asignación (PNADE).

En este sentido, a partir de la transposición de la Directiva 2003/87/CE, del 13 de octubre, el Estado portugués, en 2004, elaboró el PNADE I para dar inicio a la Fase experimental de los años 2005-2007. Pasada esta Fase, se concluyó que el PNADE I no estaba bien definido, debido a que las emisiones asignadas a Portugal fueron superiores a las verificadas, lo que provocó una falta de incentivos, por parte de las diversas entidades participantes, a emitir menos CO<sub>2</sub>, pudiendo beneficiarse con la venta de los derechos.

Al objeto de rectificar esta situación, se desarrolló el PNADE II para la siguiente Fase (años 2008-2012), teniendo en cuenta la previsión de emisiones del PNADE de 2006.

En la Fase III (periodo 2013/2020), con la publicación de la nueva Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, incluida en el Paquete de Energía y Clima del Parlamento europeo, se amplió el alcance del sistema, introduciéndose nuevos gases y sectores, fijándose la cantidad total de derechos de emisión a nivel comunitario, y estableciéndose las subastas como el mecanismo principal para la asignación de los derechos de emisión, siendo marginal la asignación gratuita a partir de un *benchmark*<sup>16</sup>.

---

<sup>12</sup> Aprobado a través de “*Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de agosto*”.

<sup>13</sup> Este valor se establece anualmente a través de los Presupuestos del Estado.

<sup>14</sup> Consistente en un instrumento financiero, que se aplicará a proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM), de Implementación Conjunta (JI) y al comercio internacional de derechos de emisión, de forma que, junto al PNAC y PNADE, Portugal pueda cumplir el PK.

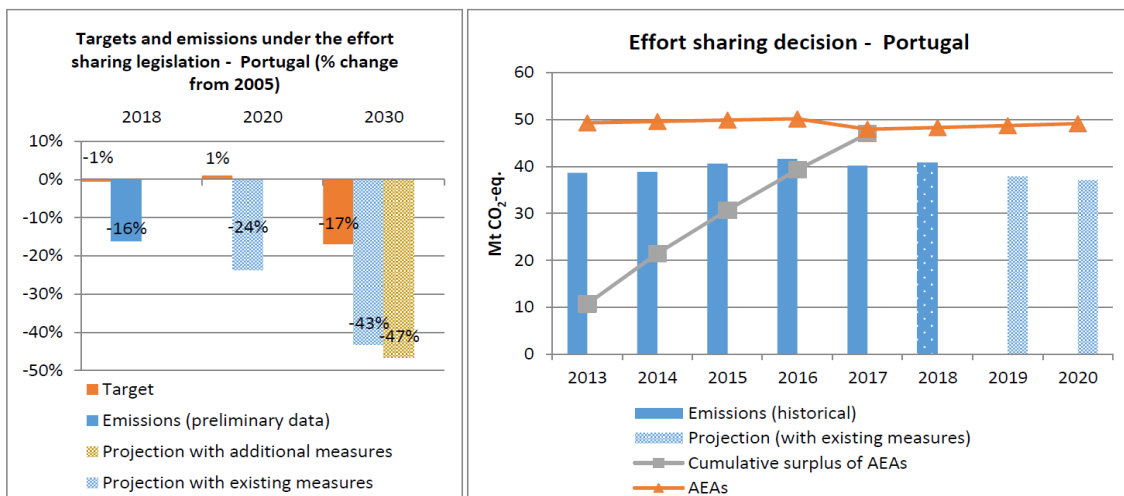
<sup>15</sup> Responsable de la implementación de Directivas que definen los objetivos, la estructura del sistema, las coberturas, las reglas de funcionamiento y los sectores que deben ser incluidos.

<sup>16</sup> De acuerdo con la Agencia Portuguesa de Medio Ambiente (<https://apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=295>), que tiene el papel de Autoridad Competente, con responsabilidad en la coordinación general en relación al comercio europeo de derechos de emisión en los términos previsto en la legislación nacional, *Decreto-Lei nº 56/2012, de 12 de março*.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

En la Figura 1-4 se recoge la información sobre el cumplimiento, por parte de Portugal, de los compromisos asumidos en el contexto de la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el lado izquierdo de la figura, se observa que Portugal superó de forma significativa el objetivo de reducción del año 2018, estando previsto que el resultado para el año 2020 sea mejor, con una reducción del 24% en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> del año 2005. Para 2030, se prevé un escenario muy positivo para Portugal, que debería alcanzar un nivel de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de alrededor del 43% en relación a 2008. Este resultado significaría el pleno cumplimiento de los objetivos aplicables a Portugal (17%), con una reducción adicional de 26 punto porcentuales. En el lado derecho de la figura, se releja la evolución del esfuerzo portugués para cumplir sus objetivos en el periodo comprendido entre 2013 y 2018, con previsiones para los años 2019 y 2020. Se observa que, entre 2013 y 2017, aumentó significativamente el saldo positivo acumulado de Asignaciones Anuales de Emisión (AAE).

**Figura 1-4 Objetivos y emisiones de CO<sub>2</sub> en Portugal: histórico y previsiones**



Fuente: Country fact sheet: Portugal, Comisión Europea.

### 2 ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

#### 2.1 EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

El sistema de comercio de derechos de emisión en la Unión Europea (*EU Emissions Trading System*, EU ETS), que se puso en marcha el 1 de enero de 2005, funciona sobre la base de un límite máximo (*cap*)<sup>17</sup> de gases de efecto invernadero que pueden emitir las instalaciones contempladas dentro del EU ETS<sup>18</sup>, que se va reduciendo a lo largo del tiempo al objeto de alcanzar los objetivos de disminución de emisiones que se vayan estableciendo. Dentro del límite (*cap*) que se establezca, las instalaciones pueden recibir o comprar y vender derechos de emisión en función de sus necesidades. Asimismo, pueden adquirir determinadas cantidades (limitadas) de créditos internacionales procedentes de proyectos de reducción de emisiones de todo el mundo (importación de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>). Al final de cada año, cada instalación debe entregar los derechos de emisión correspondientes a las emisiones reales efectuadas durante el año, siendo sancionadas en caso de incumplimiento de esta obligación. Si una instalación tiene un superávit de derechos de emisión, por ejemplo, por reducción de sus emisiones, puede conservar los mismos para cubrir necesidades futuras o bien venderlos a otras instalaciones.

Durante la Fase I (2005-2007) y la Fase II (2008-2012), la implementación de las medidas del EU ETS en cada Estado miembro se llevó a cabo a través de los denominados Planes Nacionales de Asignación (PNADE), que recogían el número total de derechos de emisión asignados a cada país, así como las reglas a aplicar para determinar las emisiones de cada instalación. Estos Planes Nacionales de Asignación desaparecieron a partir del 1 de enero de 2013, fecha desde la cual se adoptó un enfoque comunitario y no nacional, tanto en lo que respecta a la determinación del volumen total de derechos de emisión, como en lo relativo a la metodología para asignar los derechos de emisión.

En la Fase III (2013-2020), para la que se establece un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero del 20% para el año 2020 respecto a los niveles de 1990, se modificó la Directiva 2003/87/CE, ampliándose el ámbito de aplicación del EU ETS a

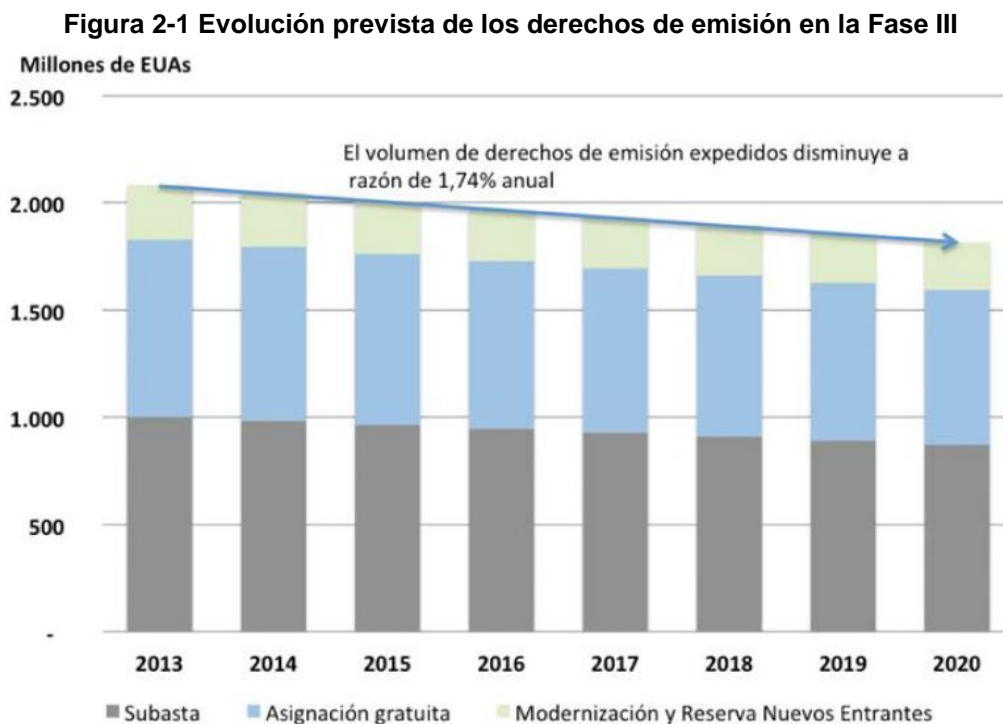
---

<sup>17</sup> De acuerdo al artículo 10 *bis*, apartado 5 de la Directiva 2003/87/CE.

<sup>18</sup> EU ETS afecta alrededor de 11.000 plantas industriales y de generación eléctrica en los 28 Estados miembros de la Unión Europea, más Islandia, Noruega y Liechtenstein, así como a la actividad de aviación en dichos países. De este modo, alrededor del 45% del total de la emisión de gases de efecto invernadero están cubiertas con el EU ETS.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

nuevos sectores y fijándose el límite máximo (*cap*)<sup>19</sup> de gases de efecto invernadero que pueden emitir las instalaciones al ámbito global europeo, es decir sin repartirse el objetivo a nivel de Estado miembro. Así, para esta tercera fase, se establece una reducción lineal del 1,74% anual sobre las emisiones promedio de cada año de la Fase II (2008-2012); es decir, a partir de 2013, el número total de derechos a emitir se reduce cada año en 38,26 millones de derechos de emisión (de 2.084 millones de derechos en 2013 a 1.816 millones en 2020).



Fuente: Cuadernos de Energía "El comercio de derechos de emisión en las políticas climáticas", Jesús Abadía Ibáñez (2015).

Para la Fase IV (2021-2030) el porcentaje de reducción lineal anual será del 2,2%, al objeto de alcanzar el objetivo en 2030 de reducción de las emisiones al 43% respecto al nivel del 2005.

Dentro del EU ETS, la asignación de derechos de CO<sub>2</sub> se realiza a través de dos mecanismos distintos:

- La **asignación gratuita** de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, regulada a través de la Decisión de la Comisión de 27 de abril de 2011<sup>20</sup> (Decisión 2011/278/UE), por la que se asignan los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> a aquellas instalaciones que

<sup>19</sup> De acuerdo al artículo 10 *bis*, apartado 5 de la Directiva 2003/87/CE).

<sup>20</sup> Decisión de la Comisión, de 27 de abril de 2011, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

pueden optar a la asignación gratuita de los mismos, de acuerdo al artículo 10 *bis* de la Directiva 2003/87/CE.

- Las **subastas** de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, reguladas a través del Reglamento 1031/2010 de la Comisión<sup>21</sup>.

Adicionalmente, para la tercera fase, alrededor de un 5% de la cantidad de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se reserva para asignación gratuita a nuevos entrantes (un total de 780,2 millones de derechos). De este montante, 300 millones de derechos se destinan al programa de financiación de proyectos de demostración de renovables innovadoras, y de captura y almacenamiento geológico de carbono<sup>22</sup>, conocido como **NER300** (artículo 10 *bis*, apartado 8 de la Directiva 2003/87/CE).

La asignación de los derechos del programa NER300 se ha realizado a través de dos convocatorias de presentación de proyectos. La primera convocatoria se realizó en 2012 (con una dotación de 200 millones de derechos de emisión), resultando adjudicatarios de la misma 20 proyectos de energías renovables con entrada en operación a finales de 2019. La segunda convocatoria del programa se efectuó en 2014 (con una dotación de 100 millones de derechos de emisión), resultando adjudicatarios de la misma proyectos con entrada en operación en 2021. Tras estas dos convocatorias, la Comisión no tiene previsto lanzar un nuevo programa NER300, estando centrada en la implementación del denominado Fondo de Modernización (artículo 10 *quater* de la Directiva 2003/87/CE), al que se dota con 450 millones de derechos de emisión a subastar entre 2020 y 2030, así como de los fondos que finalmente no se gasten del programa NER300<sup>23</sup>.

El Fondo de Modernización está orientado a promover el desarrollo de proyectos de implementación de tecnologías de bajo carbono en industrias electrointensivas, proyectos de captura y utilización de carbono, construcción y operación de almacenamientos de carbono, proyectos innovadores de generación con energías renovables, así como proyectos de almacenamiento de energía. La primera convocatoria del programa previsiblemente se realizará en 2020 y se realizarán sucesivas convocatorias hasta 2030.

---

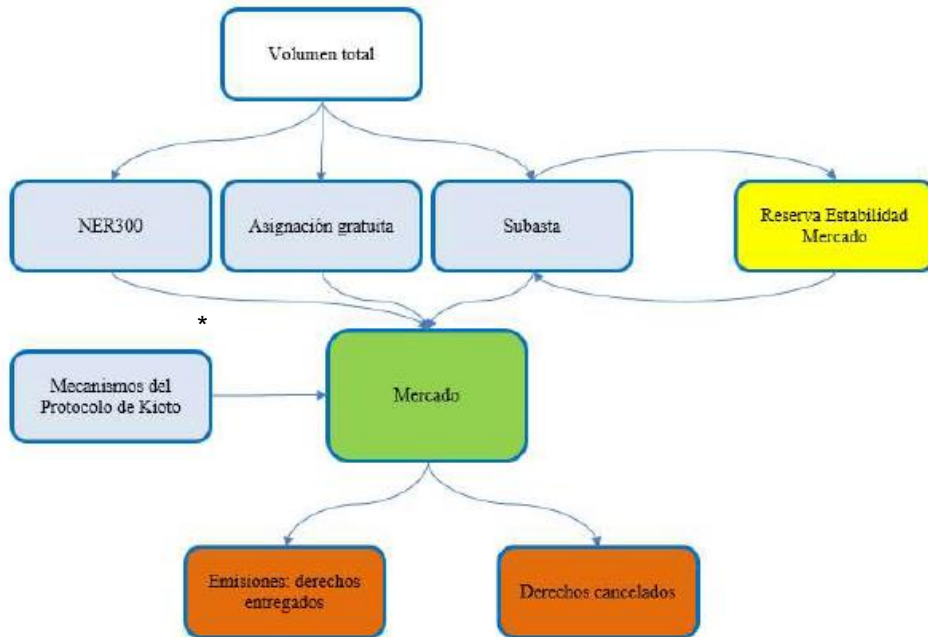
<sup>21</sup> Reglamento (UE) N° 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

<sup>22</sup> De los sectores industriales enumerados en el Anexo I de la Directiva 2003/87/CE.

<sup>23</sup> Algunos de los 20 proyectos que resultaron adjudicatarios en la primera convocatoria del programa finalmente no han sido desarrollados por falta de financiación.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Figura 2-2 Esquema de mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>



Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

Nota: El Protocolo de Kioto, introdujo tres Mecanismos de Flexibilidad, para facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones<sup>24</sup>.

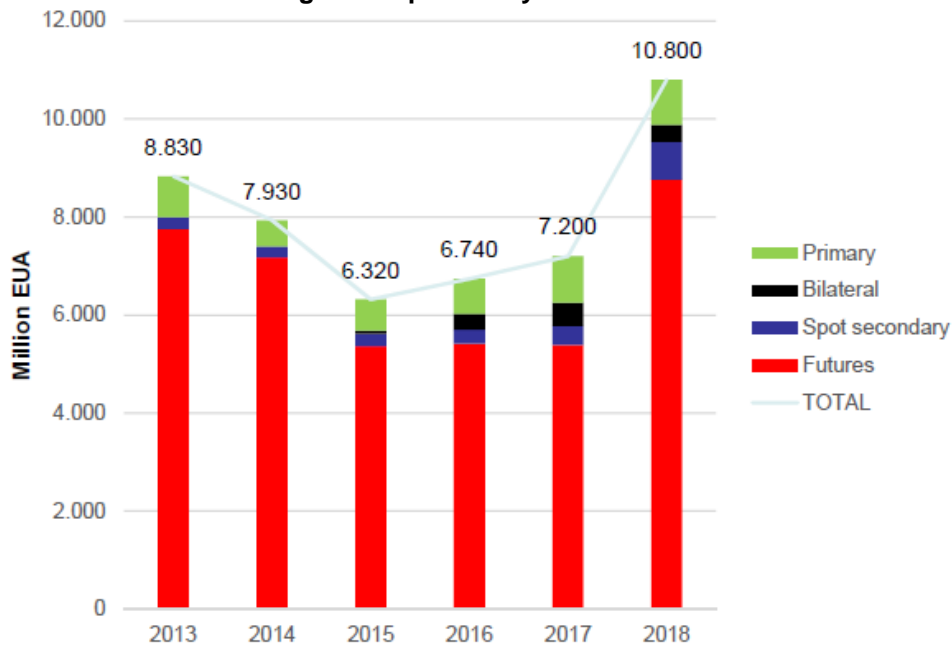
Por otro lado, tal como se ha comentado anteriormente, las instalaciones pueden comprar y vender derechos en el mercado secundario. Si se compara, para el periodo comprendido entre 2013 y 2018, los volúmenes negociados a través de asignación primaria o a través del mercado secundario, se concluye que predomina la negociación en el mercado secundario y, dentro de este, la negociación de futuros (ver Figura 2-3 y Figura 2-4).

<sup>24</sup> Los mecanismos del Protocolo de Kioto son los siguientes: el Comercio de Emisiones (artículo 17 del protocolo), el Mecanismo de Desarrollo Limpio (artículo 12) y la Implementación Conjunta (artículo 6).



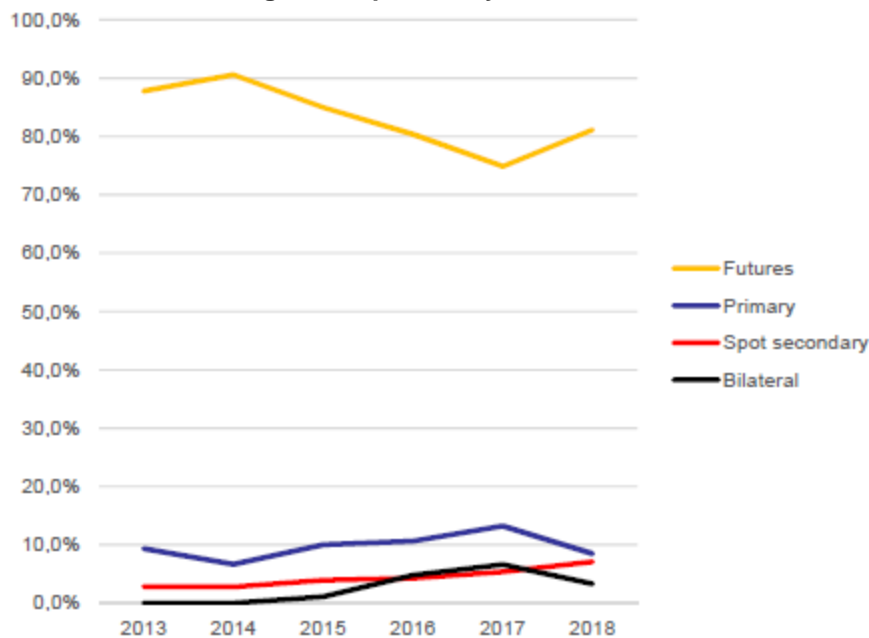
## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 2-3 Evolución (en millones) de la negociación de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> diferenciando entre asignación primaria y mercado secundario. 2013-2018**



Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

**Figura 2-4 Evolución (en %) de la negociación de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> diferenciando entre asignación primaria y mercado secundario. 2013-2018**



Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

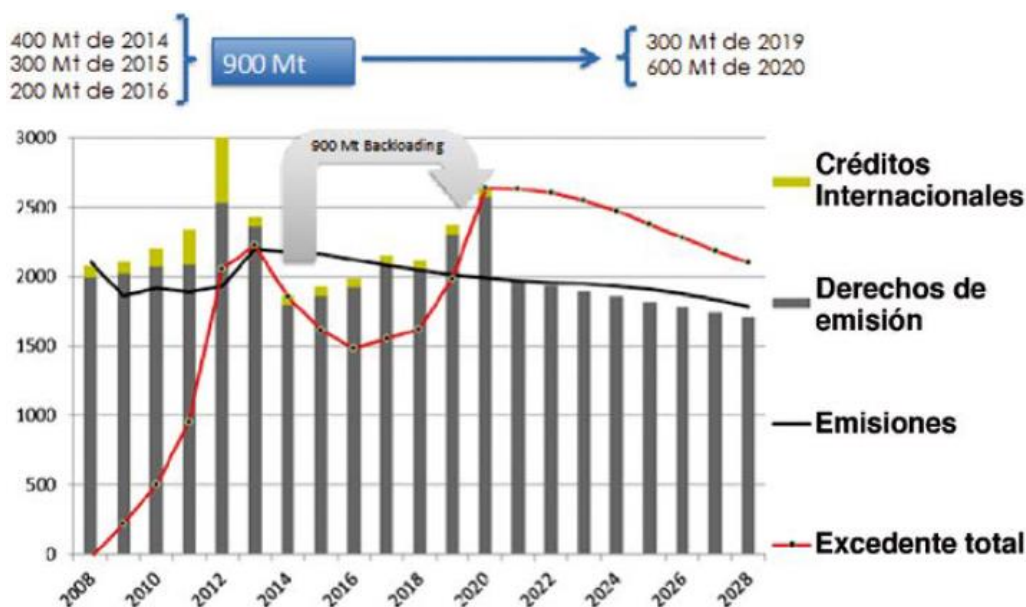
En el año 2009, como consecuencia de la crisis económica iniciada en 2008 y de la metodología que se utilizó en ese momento para la asignación de los derechos, se generó un excedente de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que afectó de manera significativa al precio de los mismos (en 2007 el precio se redujo hasta 0 €/ton<sub>CO2</sub>). Asimismo, se produjo una acumulación de derechos derivada de una elevada importación de créditos

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

internacionales. Este excedente de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (que se estimó en 2.100 millones de derechos en 2013) podía afectar al correcto funcionamiento del mercado, dificultando la consecución de los objetivos marcados en el EU ETS. Por ello, se adoptaron medidas, para la adecuación de la oferta de derechos de emisión, en el medio y en el largo plazo:

- Medida a medio plazo (procedimiento de *back-loading* regulado a través de Reglamento 176/2014<sup>25</sup>): aplazamiento de la subasta de 900 millones de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de los primeros años de la Fase II hasta 2019-2020. Se aplazaron un total de 400 millones de derechos a subastar en 2014, 300 millones en 2015 y de 200 millones en 2016. En principio, el excedente se incorporaría a los derechos de emisión a subastar en 2019 (+300 millones de derechos) y en 2020 (+600 millones de derechos).

**Figura 2-5 Evolución del excedente de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. 2008-2028**



Fuente: Cuadernos de Energía "El comercio de derechos de emisión en las políticas climáticas", Jesús Abadía Ibáñez (2015), sobre datos de la Comisión Europea.

- Medida a largo plazo (Reserva de Estabilidad del Mercado, regulada a través de Decisión (UE) 2015/1814 del Parlamento Europeo y del Consejo<sup>26</sup>): en 2014 la Comisión Europea presentó una propuesta para reformar el EU ETS y crear en

<sup>25</sup> Reglamento (UE) n<sup>o</sup> 176/2014 de la Comisión, de 25 de febrero de 2014, por el que se modifica el Reglamento (UE) n<sup>o</sup> 1031/2010, en particular con el fin de determinar los volúmenes de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero que se subastarán en 2013-2020.

<sup>26</sup> Decisión (UE) 2015/1814 del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

2018 la Reserva de Estabilidad del Mercado. Dicha Reserva, que entró en funcionamiento el 1 de enero de 2019, actúa como mecanismo para equilibrar la oferta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, inyectando o retirando derechos destinados a subastar a partir de la cantidad de derechos en circulación en cada año (EUA<sub>cir</sub>). Para ello, se estableció un umbral inferior de derechos en circulación de 400 millones (y un umbral superior de 833 millones) por debajo (encima) del cual se activaría el trasvase de derechos desde la Reserva hacia la subasta<sup>27</sup> (desde la subasta hacia la Reserva<sup>28</sup>). Dichos derechos en circulación se miden a través de la siguiente fórmula<sup>29</sup>:

$$EUA_{cir}: \Sigma EUA + \Sigma CER + \Sigma Emisiones - Reserva$$

Dónde,

- $\Sigma$ EUA: Cantidad de EUA expedidos desde el 1 de enero de 2008 hasta el año n.
- $\Sigma$ CER: Cantidad de créditos internacionales utilizados por las instalaciones hasta el año n.
- $\Sigma$ Emisiones: Emisiones verificadas de CO<sub>2</sub> de las instalaciones, entre el 1/1/2008 y el 31/12/año n.
- Reserva: cantidad de EUA existentes en la Reserva de Estabilidad al final del año n.

Asimismo, se incorporan a la Reserva de Estabilidad del Mercado los 900 millones de derechos del procedimiento de *backloading*, que estaba previsto reintroducir en las subastas de 2019 y 2020. En 2020 todos los derechos no asignados hasta esa fecha se destinarán a la Reserva.

---

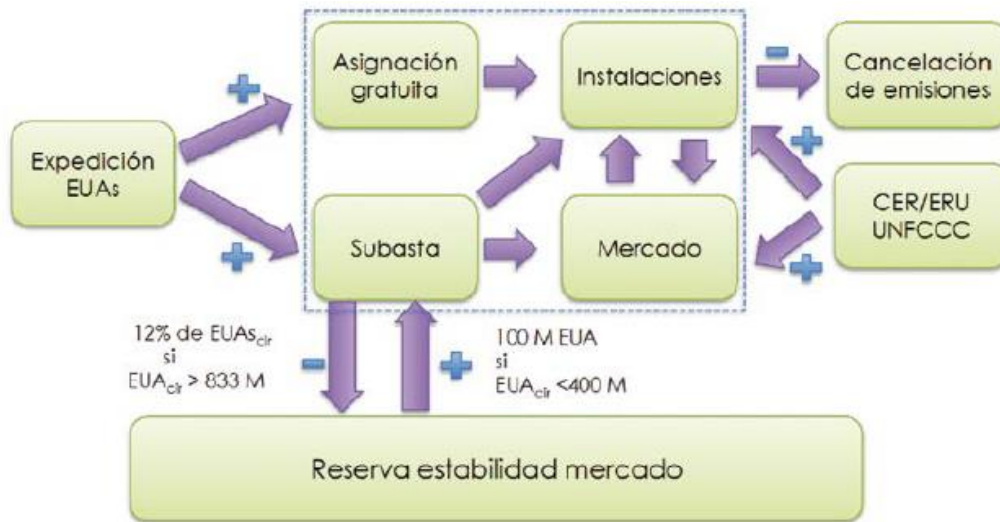
<sup>27</sup> Se trasvasan de la Reserva al volumen anual a subastar 100 millones de derechos. A partir del 2023, se cancela todo lo que esté en la Reserva por encima de la cantidad subastada el año anterior.

<sup>28</sup> Se retira del volumen a subastar el 24% del total de derechos de emisión en circulación, reduciéndose dicho parámetro al 12% a partir de 2023.

<sup>29</sup> La Comisión Europea publica el número de derechos en circulación de cada año el 15 de mayo del año siguiente, una vez disponibles los datos de emisiones verificadas.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Figura 2-6 Esquema de funcionamiento del mecanismo de Reserva de Estabilidad del Mercado



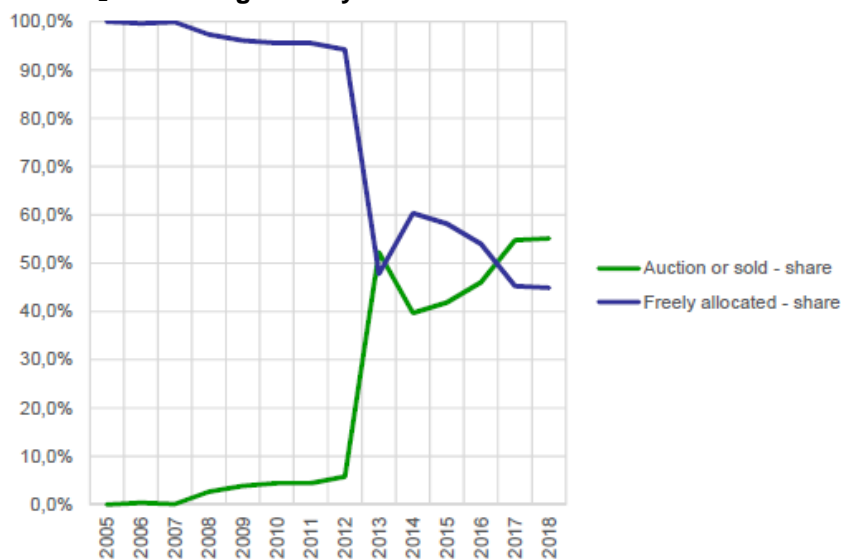
Fuente: Cuadernos de Energía “El comercio de derechos de emisión en las políticas climáticas”, Jesús Abadía Ibáñez (2015).

### 2.2 ASIGNACIÓN GRATUITA DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

En las fases primera (2005-2007) y segunda (2008-2012) del sistema de comercio de derechos de emisión en la Unión Europea (EU ETS) la mayor parte de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> fueron asignados de manera gratuita, mientras que en la fase tres (2013-2020) las subastas son el método de asignación por defecto de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 2-7 Evolución del % de asignación del volumen total de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de forma gratuita y a través de subastas. 2005-2018**



Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

En virtud de lo establecido en el artículo 10 de la Directiva 2003/87/CE (original<sup>30</sup>), de 13 de octubre de 2003, para la Fase I (2005-2007) los Estados miembros debían asignar gratuitamente al menos el 95% de los derechos de emisión, reduciéndose este porcentaje a, al menos, el 90% para la Fase II (2008-2013).

El artículo 5.1 de la Decisión 2011/278/UE establece que cada Estado miembro es responsable de identificar las instalaciones situadas en su territorio que pueden optar a la asignación gratuita de derechos de emisión, en virtud del artículo 10 *bis* de la Directiva 2003/87/CE, así como de determinar a través de los mencionados Planes Nacionales de Asignación la cantidad de derechos de emisión que recibiría cada instalación, teniendo en cuenta los objetivos de reducción de cada Estado miembro en cada periodo regulatorio. Dichos Planes Nacionales debían someterse a evaluación de la Comisión, que podía aprobar o modificar el número de derechos que se asignarían en función de los criterios establecidos en el Anexo III de la Directiva 2003/87/CE (original).

En la primera fase todos los sectores del ámbito de aplicación del EU ETS (generación eléctrica e industria con consumo energético intensivo) recibieron derechos de emisión de forma gratuita, utilizándose como metodología para la asignación de tales derechos las emisiones históricas de las propias instalaciones. Como resultado de esta metodología, la cantidad total de derechos concedidos fue superior a las emisiones realizadas, con una oferta muy superior a la demanda. No obstante, los derechos de

<sup>30</sup> La Directiva 2003/87/CE ha sido revisada y modificada en diversas ocasiones (la última el 19 de marzo de 2018).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

emisión sobrantes de esta primera fase no pudieron trasladarse al siguiente periodo.

En la segunda fase, que coincide con el primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto (2008-2012), se limitó la cantidad de derechos de emisión que podían asignarse de forma gratuita a, al menos, el 90% del total, y se redujo en un 6,5%, respecto al año 2005, el límite máximo de emisiones permitidas (*cap*). Adicionalmente, en esta fase se priorizó al sector industrial en la asignación gratuita de derechos frente a la generación eléctrica, aplicándose una metodología de asignación basada en las intensidades de emisión sectoriales por unidad de producto, con el año 2005 como año de referencia. Para el sector de generación eléctrica se tomó como referencia el factor de emisión de la mejor tecnología disponible, corregida con un factor de ajuste. Sin embargo, y a pesar de las metodologías ajustadas que se aplicaron, la crisis económica que se inició en 2008 provocó que las emisiones reales se situaran por debajo de las previsiones realizadas, lo que se vio reflejado en un excedente de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

En la tercera fase (2013-2020), se da prioridad a las subastas como método para la asignación de los derechos de emisión, aunque se sigue permitiendo la asignación gratuita a sectores y subsectores expuestos a fuga de carbono<sup>31</sup>, y se excluye de dicha asignación al sector de generación eléctrica. Tal y como se observa en el Cuadro 2-1 los sectores expuestos a fuga de carbono<sup>32</sup> percibirán de forma gratuita el 100% de los derechos de emisión a lo largo del periodo de esta tercera fase, mientras que al sector industrial se le reduce la asignación gratuita de forma progresiva, pasando del 80% de los derechos en 2013 al 30% en 2020.

**Cuadro 2-1 Asignación gratuita de derechos de emisión. Porcentaje sobre el volumen total de emisiones. 2013-2020**

Porcentaje de asignaciones gratuitas por sector de actividad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción de electricidad	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Sector industrial (instalaciones fijas)	80%	72,9%	65,7%	58,6%	51,4%	44,2%	37,1%	30%
Sectores expuestos a fuga de carbono	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*Fuente: Emissions Trading System Handbook.*

<sup>31</sup> Se denomina “fuga de carbono” a la situación que puede producirse cuando, por motivos de costes derivados de las políticas climáticas, las empresas trasladan su producción a otros países con límites de emisión menos estrictos.

<sup>32</sup> Según el artículo 10 ter de la Directiva 2003/87/CE “Se considerará en riesgo de fuga de carbono a los sectores y subsectores en relación con los cuales el producto que resulte de multiplicar su intensidad de comercio con terceros países, definida como la proporción entre el valor total de las exportaciones a terceros países más el valor de las importaciones de terceros países y la dimensión total del mercado para el Espacio Económico Europeo (el volumen de negocios anual más el total de las importaciones de terceros países), por su intensidad de emisiones, medida en kg de CO<sub>2</sub>, dividida por su valor añadido bruto (en euros), sea superior a 0,2. Se asignarán a dichos sectores y subsectores derechos de emisión de forma gratuita para el periodo hasta 2030 a un 100 % de la cantidad determinada en virtud del artículo 10 bis”.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

La asignación gratuita, en la tercera fase, se calcula aplicando las reglas comunes de toda la UE (Decisión 2011/278/UE) en base a la siguiente fórmula:

$$\text{Asignación gratuita} = HAL \times BM \times FC \times FCI$$

Donde,

- *HAL*: producción histórica de la instalación.
- *BM*: “*benchmark*” o emisiones por unidad de producto en una instalación eficiente<sup>33</sup>.
- *FC*: factor de fuga de carbono:
  - Igual a 1 para los sectores que compiten en mercados globales y no pueden trasladar coste.
  - Varía de 0,8 en 2013 a 0,3 en 2020 para el resto de sectores.
- *FCI*: factor de corrección intersectorial, que garantiza que la suma de las asignaciones individuales no supere el total disponible,
  - Varía de 0,8 en 2013 a 0,78 en 2020.

Esto supone que incluso aquellas instalaciones que sean las más eficientes (*benchmark* sectorial) no reciben el 100% de la asignación gratuita, debiendo acudir a las subastas o al mercado secundario. En este sentido, se redujo a un 94,3% el valor establecido para el año 2013 y a un 82,4% para el año 2020<sup>34</sup> (ver Cuadro 2-2).

Adicionalmente, se aplican ajustes en las asignaciones cuando la actividad de la instalación desciende de forma significativa o disminuye su capacidad.

---

<sup>33</sup> Sólo las instalaciones cuyo *benchmark* se situase o mejorase el promedio del 10% de las más eficientes, en los años 2007 y 2008, recibirían el 100% de la asignación gratuita.

<sup>34</sup> Anexo II de la Decisión de la Comisión, de 5 de septiembre de 2013, relativa a las medidas nacionales de aplicación para la asignación gratuita transitoria de derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo al artículo 11, apartado 3, de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (2013/448/UE).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 2-2 Brecha de asignación de derechos de emisión para las instalaciones en riesgo de fuga de carbono. 2013-2020**

		Límite fijado en artículo 10bis, apartado 5, de Directiva 2003/87/CE (derechos de emisión)	CSCF	Necesidades reales de asignación (derechos de emisión)	Brecha de asignación (derechos de emisión)
Asignación	2013	809.315.756	94,27%	858.488.692	49.172.936
	2014	794.458.092	92,63%	857.624.439	63.166.347
	2015	779.600.427	90,98%	856.910.442	77.310.014
	2016	764.742.763	89,30%	856.335.510	91.592.747
	2017	749.885.099	87,61%	855.914.758	106.029.659
	2018	735.027.435	85,90%	855.641.332	120.613.897
	2019	720.169.770	84,17%	855.573.215	135.403.445
	2020	705.312.106	82,44%	855.564.619	150.252.513
					793.541.559

*Fuente: Documento de trabajo 2/2018 del Real Instituto El Cano "Desde los inicios del comercio de derechos de emisión hasta hoy", Laura Gallego Garnacho.*

En la cuarta fase (2021-2030), se establece para el sector industrial una asignación gratuita transitoria igual al 30% entre 2021 y 2026, y decreciente desde el 2027 y hasta el 2030 (0%).

### **2.3 ASIGNACIÓN MEDIANTE PROCEDIMIENTO DE SUBASTA**

Durante la Fase I (2005-2007) se permitió a los Estados miembros subastar el 5% del volumen total de derechos de emisión, aumentando este porcentaje hasta el 10% en la Fase II (2008-2012)<sup>35</sup>. No obstante, debido al excedente de derechos de emisión que se fue acumulando en esta segunda fase, la asignación final mediante el mecanismo de subasta solo fue del 4%.

A partir del año 2013 (Fase III) las subastas son el mecanismo de asignación por defecto de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub><sup>36</sup>. Desde ese año, el sector de generación de electricidad no recibe asignación gratuita de derechos y, a lo largo de la Fase III, se reduce progresivamente el porcentaje de derechos que recibirá la industria de manera

<sup>35</sup> Artículo 10 de la Directiva 2003/87/CE (original), de 13 de octubre de 2003.

<sup>36</sup> Con la excepción de los 8 Estados miembros que se incorporaron al EU ETS en 2004 (Bulgaria, Chipre, República Checa, Estonia, Hungría, Lituania, Polonia y Rumanía), que podían transitoriamente, hasta 2019, continuar asignando de manera gratuita a las plantas de generación de electricidad existentes un cierto número limitado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.



## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

gratuita<sup>37</sup>(ver Cuadro 2-1). De acuerdo al artículo 10(1) de la Directiva 2003/87/CE, a partir del año 2019 los Estados miembros subastarán todos los derechos de emisión que no se hayan asignado de forma gratuita, y no se hayan incorporado a la Reserva de Estabilidad del Mercado o se hayan cancelado<sup>38</sup>. A partir de 2021 el porcentaje de derechos de emisión que se subastarán será del 57%.

De acuerdo con el artículo 10 de la Directiva 2003/87/CE, en la Fase III (2013-2020) el 88% de los derechos a subastar se distribuirá entre los Estados miembros en base al porcentaje de emisiones verificadas correspondientes al Estado miembro en el marco del EU ETS para 2005 o la media para el periodo 2005-2007, eligiéndose la mayor de las dos cantidades. Otro 10% de la cantidad total de derechos de emisión a subastar se distribuirá entre algunos Estados miembros con fines de solidaridad, crecimiento e interconexiones en la Unión. Dichos Estados miembros, así como el incremento del porcentaje de derechos de emisión que subastarán, queda establecido en el Anexo II *bis* de la Directiva<sup>39</sup>. El 2% restante, del total de derechos de emisión a subastar en la Fase III, se distribuye como "*Kyoto bonus*" entre los nueve Estados miembros que en 2005 redujeron sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 20% respecto a los niveles de su año base de cálculo o de su periodo de referencia. Estos países son Bulgaria, Estonia, Hungría, Letonia, Lituania, Polonia, República Checa, Rumanía y Eslovaquia.

Para la Fase IV (2021-2030), se eleva al 90% el porcentaje total de derechos de emisión que se repartirá entre los Estados miembros en función de sus emisiones verificadas (de la misma manera que en la fase anterior) y se mantiene en el 10% el porcentaje de derechos que se distribuirá entre algunos Estados miembros con fines de solidaridad, crecimiento e interconexiones en la Unión.

El Reglamento 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010<sup>40</sup> (Reglamento 1031/2010), por el que se regulan las subastas, establece como requisito que la plataforma de subastas sea un mercado organizado, permitiendo a cada Estado miembro la posibilidad de contar con su propia plataforma, abierta a la participación de

---

<sup>37</sup> Con la excepción de los sectores expuestos a riesgo de fuga de carbono.

<sup>38</sup> De acuerdo al artículo 12.4 de la Directiva 2003/87/CE, los derechos de emisión pueden cancelarse a petición de su titular o en caso de cese de la actividad.

<sup>39</sup> España y Portugal quedan incluidos en el listado de Estados miembros a los que se les incrementa el porcentaje de derechos de emisión a subastar (+13% en el caso de España y +16% en el caso de Portugal).

<sup>40</sup> Reglamento 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

todos los agentes de los países integrados en el EU ETS. En la práctica, la mayoría de los Estados miembros<sup>41</sup> acordaron la realización de las subastas a través de una única plataforma que se asignó, a través de concurso público<sup>42</sup>, al mercado organizado alemán European Energy Exchange (EEX) y a su Cámara de Contrapartida Central (ECC). Solo Alemania, Polonia y Reino Unido<sup>43</sup> cuentan con su propia plataforma de subasta<sup>44</sup>.

De acuerdo con el Reglamento 1031/2010, las subastas para la asignación de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> serán ciegas, en una única ronda y de precio uniforme, pudiendo ofertarse productos spot a dos días vista y futuros a cinco días vista. En el supuesto de que el precio marginal de la subasta estuviera muy por debajo del precio de referencia del mercado secundario, la subasta se anula. En caso de anulación de una o varias subastas de forma consecutiva, el volumen total de derechos de emisión de dichas subastas se distribuirá de forma uniforme entre las subastas programadas en la misma plataforma de subastas. Pueden participar en las subastas titulares de instalaciones u operadores aéreos incluidos en el EU ETS y sus agrupaciones empresariales, así como compañías de inversión y entidades de crédito.

---

<sup>41</sup> Incluidos España y Portugal. Asimismo, utilizan esta plataforma Islandia, Noruega y Liechtenstein.

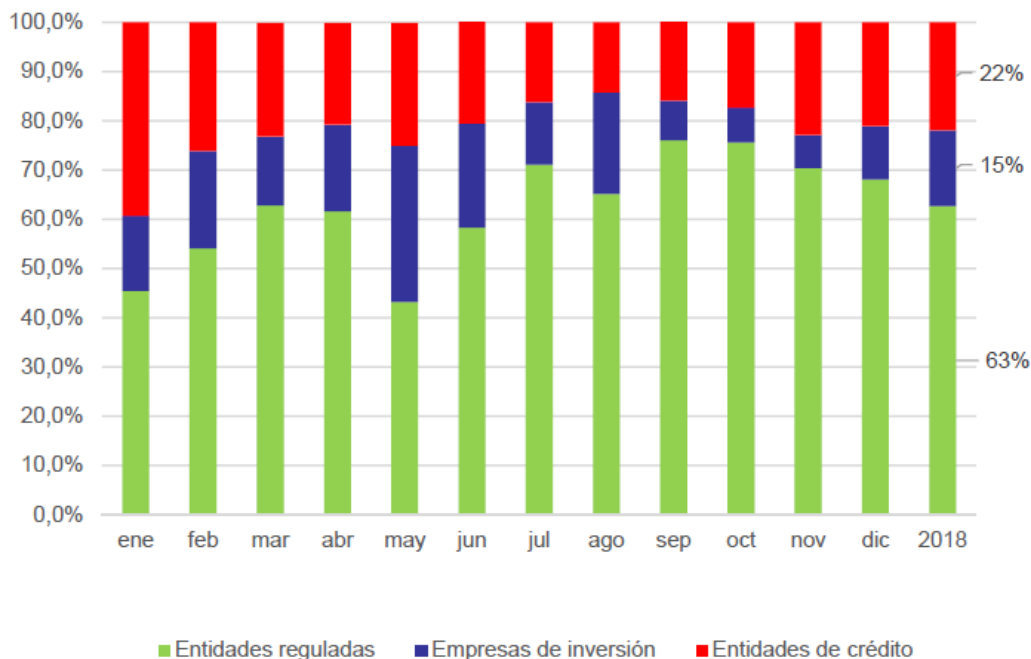
<sup>42</sup> El contrato con EEX entró en vigor el 13 de julio de 2013.

<sup>43</sup> Reino Unido tiene bloqueada la celebración de subastas hasta que se resuelva el BREXIT.

<sup>44</sup> EEX en el caso de Alemania y Polonia, e ICE Futures Europe (ICE) en el caso del Reino Unido.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Figura 2-8 Entidades participantes en las subastas celebradas en el año 2018



Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

En EEX se están subastando productos spot con entrega al día siguiente (D+1), los lunes, martes y jueves, a las 11:00 CET (con periodo de oferta desde las 9:00 CET), con un volumen mínimo de 1 lote (equivalente a 500 derechos de emisión o 500 ton<sub>CO2</sub>).

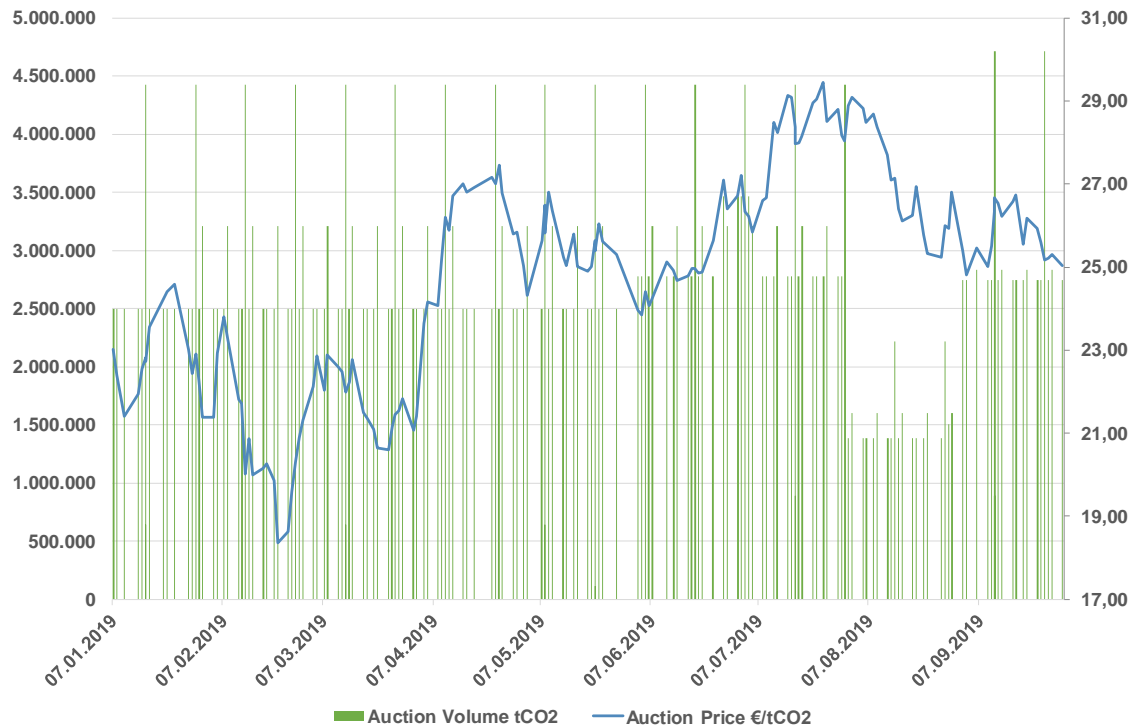
Entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2019, para los Estados miembros que tienen a EEX como plataforma común, se han subastado un total de 276,7 millones de ton<sub>CO2</sub><sup>45</sup>, con un precio medio de subasta de 24,80 €/ton<sub>CO2</sub> (máximo de 29,46 €/ ton<sub>CO2</sub>, el 25 de julio, y mínimo de 18,35 €/ ton<sub>CO2</sub>, el 22 de febrero) (ver Figura 2-9).

<sup>45</sup> No incluye los derechos de emisión subastados correspondientes al sector de aviación, ni las subastas de derechos ejecutadas en EEX correspondientes a Alemania y a Polonia.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 2-9 Derechos de emisión (t/CO<sub>2</sub>) y precio (€/ton<sub>CO2</sub>) de las subastas celebradas en EEX para los Estados miembros que utilizan a este mercado como plataforma común.**

**7 de enero al 30 de septiembre de 2019**



*Fuente: EEX.*

En los siguientes cuadros se refleja el volumen total previsto a subastar, en 2019 y en 2020, de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de los Estados miembros que tienen a EEX como plataforma conjunta, así como de Alemania y Polonia.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 2-3 Subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para el sector industrial en la plataforma de negociación de EEX**

**2019**

Volume 2019	States	Details
433,118,000	25 EU Member States and 3 EEA EFTA States	Weekly auctions on Mondays, Tuesdays and Thursdays
156,028,500	Germany	Weekly auctions on Fridays
116,957,000	Poland	Biweekly auctions on Wednesdays

**2020**

Volume 2020	States	Details
493,571,000	25 EU Member States and 3 EEA EFTA States and Innovation Fund	Weekly auctions on Mondays, Tuesdays and Thursdays
131,266,000	Germany	Weekly auctions on Fridays
141,067,500	Poland	Biweekly auctions on Wednesdays

*Fuente: EEX.*

Adicionalmente, EEX tiene listados para su negociación en el mercado secundario (en continuo) productos spot (diarios) y derivados sobre derechos de emisión (futuros<sup>46</sup> y opciones<sup>47</sup>), tanto para el sector industrial como para el sector de aviación, así como créditos internacionales (CER spot y futuro) y sus correspondientes diferenciales de precio (*spread*).

<sup>46</sup> Mensuales, trimestrales y anuales a 8 años vista.

<sup>47</sup> Con subyacente el derecho de emisión de CO<sub>2</sub> con entrega en el año especificado en la propia opción.

### 3 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

#### 3.1 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS EUA A LO LARGO DE LAS FASES DE FUNCIONAMIENTO DEL EU ETS

El comportamiento del precio del carbono se explica a través de la evolución de un conjunto de variables económico-financieras (carbon price drivers).

Los mercados de carbono son exclusivamente el resultado de decisiones políticas, y es a este nivel, en última instancia, dónde se determinan las condiciones de la oferta del mercado. De este modo, las decisiones políticas asumen un papel preponderante en la determinación de la oferta total de derechos de emisión presentes en el mercado y en la cantidad asignada a las entidades sujetas al EU ETS, la definición de las reglas de asignación y la utilización de certificados verdes complementarios a los derechos de emisión (CER y ERU), el establecimiento de reglas de *banking* y *borrowing* de derechos entre fases de funcionamiento del EU ETS y la definición de sanciones a aplicar a los operadores en caso de incumplimiento.

Como ya se ha comentado anteriormente, el EU ETS consiste en un sistema de cap-and-trade, a través de la asignación gratuita o a través de subastas de una cantidad máxima de derechos a un conjunto definido de instalaciones/empresas/sectores de actividad impuesto por cada Estado miembro. Estas entidades pueden utilizar los derechos para cubrir las emisiones resultantes de su actividad, o en el caso de que no las necesiten para tal fin, pueden venderlos a otras entidades que hayan excedido el límite de emisiones impuesto, por el total de derechos que les fueron asignados.

En este contexto, en el presente capítulo, se recogen las reglas, los objetivos y la identificación de los principales cambios en el EU ETS se reflejan en las distintas fases de su implementación, completándose con el análisis de los estadísticos descriptivos de la evolución del precio de los derechos de emisión.

##### **Fase I (2005 – 2007)**

La Fase I, experimental y denominada "fase piloto" y de aprendizaje de mercado, se caracterizó por el desarrollo de la estructura del sistema. Esta fase supuso un periodo de prueba experimental de adaptación de los agentes de mercado antes del comienzo de la fase clave de cumplimiento del PK (2008-2012). En resumen, este fue un periodo de prueba que ayudó a garantizar el aprendizaje, por parte de los agentes intervinientes en el sistema, del funcionamiento de un nuevo mercado y de transición a un "nuevo activo", el carbono, con el establecimiento de un precio de mercado para el mismo.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Aunque en esta fase del sistema se lograron los objetivos establecidos, también se revelaron efectos no deseables que contribuyeron a la revisión del EU ETS, que culminó con la publicación de la Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, tales como la verificación de un exceso de derechos de emisión en el mercado, la acumulación de beneficios extraordinarios por parte de algunas empresas integradas en el sistema y los fraudes que se produjeron en el registro de los EUA. Las principales modificaciones recogidas en la Directiva, resultantes de los citados efectos adversos, se centraron fundamentalmente en la reducción del exceso de derechos de emisión y en la armonización de los procedimientos de funcionamiento del sistema<sup>48</sup>.

En esta etapa, los objetivos y las actuaciones clave fueron los siguientes:

- Como objetivo global del sistema se estableció un límite (cap) de 2,18 Gt CO<sub>2</sub>/año<sup>49</sup>;
- En marzo de 2005 se negociaron los primeros contratos spot sobre los EUA en el mercado alemán EEX, y en abril en el mercado francés BlueNext;
- En el mercado español SendeCO<sub>2</sub> se inició la negociación de EUA y CER en 2005;
- En octubre de 2006, comenzó la negociación en el mercado de Londres European Climate Exchange (ECX) de contratos de opciones sobre EUA;
- En 2007, el mercado nórdico NordPool fue el primero en listar contratos estandarizados sobre EUA.

Aunque oficialmente la negociación del EU ETS comenzó en enero de 2005, el análisis de estadísticos descriptivos de la evolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se realiza a partir de la fecha de entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), el 1 de julio de 2007, como se refleja en el Cuadro 3-1.

---

<sup>48</sup> Segundo Freitas (2016) "*Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Elétricos de Portugal e Espanha*".

<sup>49</sup> De acuerdo con el Informe "*Emissions Trading Worldwide*", de 2019, realizado por *International Carbon Action Partnership (ICAP)*.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 3-1 Estadísticos descriptivos de los precios de los EUA en la Fase I del EU ETS**  
(€/ton<sub>CO2</sub>)

Año	Estadístico	EUA
2007	Media	0,67
	Mediana	0,13
	Máximo	5,60
	Mínimo	0,01
	Desviación Típica	1,08

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.*

### Fase II (2008 – 2012)

La Fase II, denominada del “periodo de Kioto”, coincidió con el primer periodo de cumplimiento de los compromisos asumidos en el PK de la forma económicamente más eficiente; centrándose en la reducción de las emisiones dónde fuera menos costoso.

En esta fase, las reglas, los objetivos establecidos, y las actuaciones clave fueron los siguientes:

- Considerando el nivel de emisiones comunicado por los Estados miembros en la Fase I, se estableció un límite (cap) de 2,083 Gt CO<sub>2</sub>/año (valor que suponía una reducción de cerca del 6,5% en relación a la Fase I)<sup>50</sup>;
- Inclusión del sector de la aviación comercial en 2012, para operadores con más de 10.000 t CO<sub>2</sub>/año, estableciéndose reglas y límites específicos<sup>51</sup>;
- Consideración de las emisiones<sup>52</sup> de óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) para las instalaciones cuya actividad implicara la producción de ácido nítrico, adípico y glioxílico;
- Límites de emisión establecidos por los propios Estados miembros a través de sus Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión (PNADE), en los que se reflejan la cantidad de derechos que serán asignados a cada uno de los sectores regulados por el sistema, y que deben respetar las orientaciones establecidas en el Acuerdo entre las Partes (*Burden Sharing Agreement*), en el

<sup>50</sup> Segundo Reinaud, J. & Philibert, C. “Emissions Trading: Trends and Prospects”, de 2011, publicado en París por *International Energy Agency (IEA) and Organization for Economic Co-Operation and Development (OECD)*.

<sup>51</sup> De acuerdo con el Informe “Emissions Trading Worldwide”, de 2019, realizado por *International Carbon Action Partnership (ICAP)*.

<sup>52</sup> A lo largo de las fases de implementación del EU ETS se fueron ampliando los GEI considerados y los correspondientes sectores de actividad responsables de la emisión de los mismos.



## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

que se recoge la responsabilidad compartida para el control de las emisiones de en los sectores incluidos en el EU ETS;

- La asignación gratuita de derechos de emisión se realizó según el método *grandfathering*<sup>53</sup>, estableciéndose el valor mínimo de derechos de emisión que serían asignados gratuitamente en un 95% para la Fase I y en un 90% para la Fase II, de acuerdo con el mecanismo previsto en la Directiva 2003/87/CE, de 13 de octubre.

A continuación, en el Cuadro 3-2, se reflejan los estadísticos descriptivos de la evolución de la cotización de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

**Cuadro 3-2 Estadísticos descriptivos de la evolución del precio de los EUA a lo largo de la Fase II del EU ETS (€/ton CO<sub>2</sub>). 2008-2012**

<b>Año</b>	<b>Estadístico</b>	<b>EUA</b>
2008	Media	22,34
	Mediana	23,03
	Máximo	29,33
	Mínimo	13,72
	Desviación Típica	3,62
2009	Media	13,37
	Mediana	13,65
	Máximo	15,87
	Mínimo	8,20
	Desviación Típica	1,53
2010	Media	14,46
	Mediana	14,69
	Máximo	16,52
	Mínimo	12,41
	Desviación Típica	0,99
2011	Media	13,25
	Mediana	13,28
	Máximo	17,42
	Mínimo	6,45
	Desviación Típica	3,05
2012	Media	7,51
	Mediana	7,44
	Máximo	9,51
	Mínimo	5,99
	Desviación Típica	0,69

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.*

<sup>53</sup> Se utiliza como metodología para la asignación de los derechos las emisiones históricas de las propias instalaciones.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

A lo largo de la Fase II, se observa una tendencia decreciente de los precios de los EUA, del rango de los mismos<sup>54</sup> y de su volatilidad, medida a través de su desviación típica; con la excepción del año 2011, en el que el accidente en la central nuclear de Fukushima, en Japón, se vio reflejado en una subida de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Debe tenerse en cuenta que el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se incorpora a los costes de las centrales térmicas, con mayor impacto en las centrales de carbón.

### Fase III (2013 – 2020)

Al comienzo de la Fase III, en el año 2013, los objetivos estaban alineados con los establecidos en el Paquete de Energía y Clima<sup>55</sup>, adoptado por la Unión Europea en el que se incluía una propuesta de reforma del propio EU ETS. Como respuesta a los desafíos derivados de las fases anteriores, como el exceso de oferta de derechos de emisión, la CE presentó una serie de propuestas, objetivos y medidas a adoptar en esta fase, en particular:

- Supresión de los PNADEs, centralizándose en la CE la decisión de asignación de derechos de emisión<sup>56</sup>, dado que, como resultado de la heterogeneidad de los PNADEs, se fueron introduciendo distorsiones a la competencia en varios mercados, que condujeron con cierta frecuencia al tratamiento diferenciado de realidades idénticas;
- Objetivo de reducción de las emisiones de GEI en el 20% para 2020, dividido entre los sectores más intensivos en el uso de la energía<sup>57</sup> (reducción del 21%) y resto de sectores (reducción del 10%, cuyo reparto entre los Estado miembros se efectúa de conformidad con el *Burden Sharing Agreement*);
- La asignación gratuita de los EUA pasa a efectuarse a través de una regla de *benchmarking*, por la que la cantidad de derechos de emisión asignados de forma gratuita a cada operador (instalación/empresa) se determina en función de un *benchmark rate* (tasa de emisión estándar específica de producto). De esta forma, el número de EUA a asignar es calculado a través de una fórmula en

---

<sup>54</sup> Diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo observado en el periodo de análisis.

<sup>55</sup> Presentado por la Comisión Europea en enero de 2014, los objetivos ambientales centrales fueron la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una 40% y el establecimiento de una cuota para las energías renovables del 27% (Comisión Europea, 2014).

<sup>56</sup> Se fija un límite de emisión único para toda la Unión Europea.

<sup>57</sup> Pasaron a estar incluidas las instalaciones de captura y almacenamiento de carbono, la producción de productos petroquímicos, amoníaco, metales no ferrosos y ferrosos, yeso, aluminio, ácido nítrico, adípico y glicólico.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

la que se consideran factores como: el nivel histórico de actividad, un factor de exposición al riesgo de deslocalización de la actividad o *carbon leakage* y un factor de corrección intersectorial<sup>58</sup>;

- En abril de 2013, el precio de los EUA se situó en 2,75 €/ton<sub>CO2</sub>;
- *Backloading* en la asignación de derechos hasta 2020, que resulta del aplazamiento de la subasta de 900 millones de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de la cantidad total a subastar a lo largo de la Fase II; esto es, se modifica el momento en el que serán realizadas las subastas sin que se reduzca la cantidad de derechos a subastar durante la Fase III<sup>59</sup>.

En el Cuadro 3-3, se refleja el análisis de los estadísticos descriptivos de la evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, para el periodo del 1 de enero de 2013 al 30 de septiembre de 2019.

---

<sup>58</sup> De acuerdo al Estudio "*Allocation in phase 3 of EU ETS – Presentation of allocation rules*", de 2011, publicado en Londres por *Ecofys Consultancy*.

<sup>59</sup> De acuerdo al Informe "*Emissions Trading Worldwide*", de 2019, realizado por *International Carbon Action Partnership (ICAP)*.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 3-3 Estadísticos descriptivos de la evolución del precio de los EUA a lo largo de la Fase III del EU ETS EU ETS (€/ton CO<sub>2</sub>). 2013-2019**

Año	Estadístico	EUA
2013	Media	4,54
	Mediana	4,49
	Máximo	6,67
	Mínimo	2,75
	Desviación Típica	0,68
2014	Media	6,01
	Mediana	6,05
	Máximo	7,46
	Mínimo	4,40
	Desviación Típica	0,71
2015	Media	7,71
	Mediana	7,63
	Máximo	8,68
	Mínimo	6,46
	Desviación Típica	0,57
2016	Media	5,38
	Mediana	5,26
	Máximo	8,29
	Mínimo	3,93
	Desviación Típica	0,81
2017	Media	5,85
	Mediana	5,34
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desviación Típica	1,12
2018	Media	16,00
	Mediana	16,00
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desviación Típica	4,63
2019	Media	24,93
	Mediana	25,21
	Máximo	29,81
	Mínimo	18,80
	Desviación Típica	2,37

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.*

Nota: Datos hasta el 30 de septiembre de 2019.

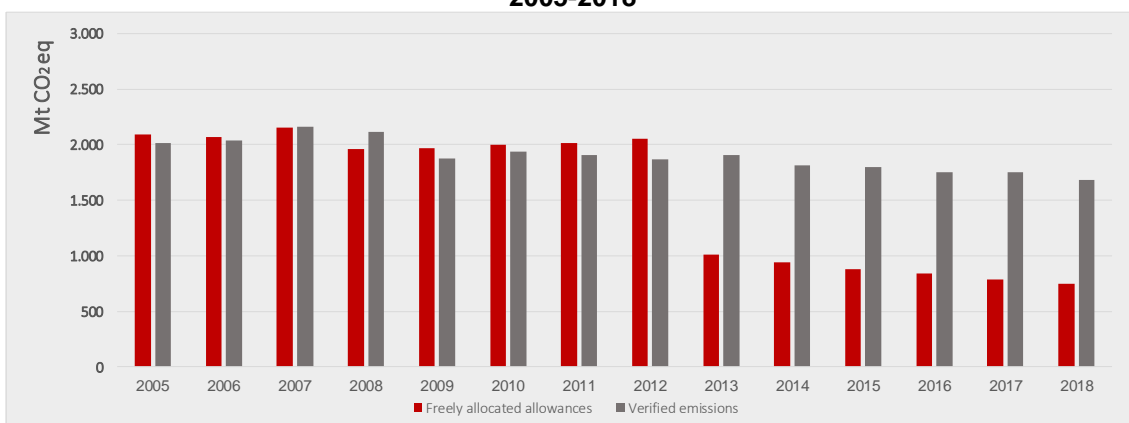
En la Fase III se observa una tendencia ascendente de los precios de los EUA, apreciándose un aumento de los precios a partir de finales de 2017, con un máximo en el año 2019, que podría venir motivado en gran parte por la publicación de la nueva Directiva EU ETS (Directiva (EU) 2018/410, de 14 de marzo), así como por el dinamismo de la economía europea.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

### Resumen de la evolución de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

Durante la primera mitad de 2007, año en el que finaliza la primera fase de la implementación del EU ETS, se constata, del análisis de la Figura 3-1, que la cantidad de derechos disponibles asignados gratuitamente fue suficiente para cubrir las necesidades de emisión de las instalaciones contempladas en el sistema, no siendo, por tanto, una restricción *per se*.

**Figura 3-1 Evolución de la asignación gratuita de los EUA y de las emisiones verificadas. 2005-2018**

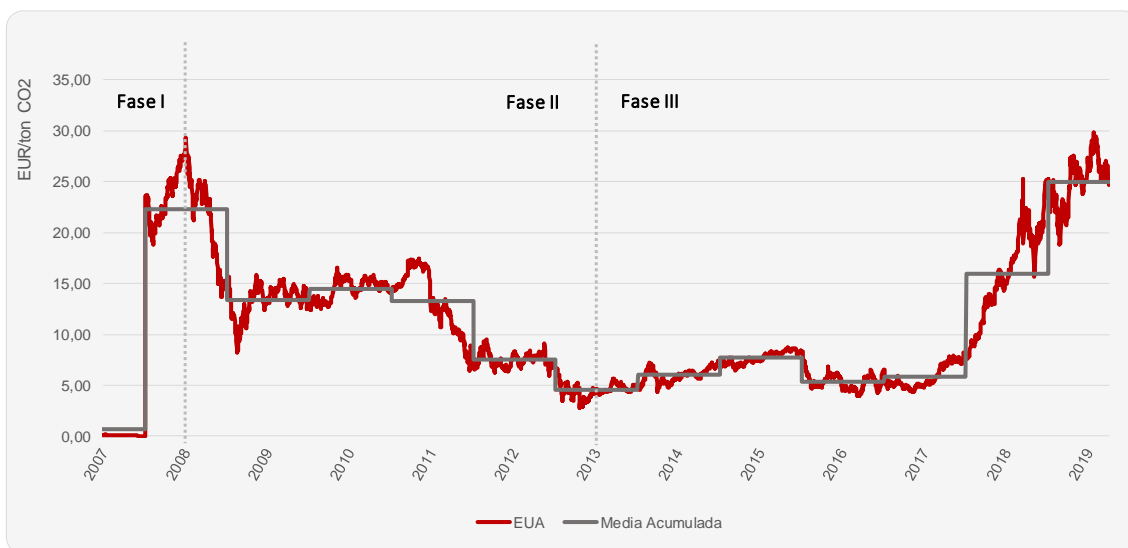


*Fuente: elaboración propia a partir de datos de European Environment Information and Observation Network (Eionet).*

La situación descrita anteriormente dio como resultado que el precio de los EUA se situara próximo a cero, como se observa en la Figura 3-2, en la que se refleja la evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en las diferentes fases de implementación del EU ETS, en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019.

**Figura 3-2 Evolución del precio de los EUA.**

**Del 1 de julio de 2007 al 30 de septiembre de 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters*

Al final de la Fase I, el precio continuó aumentando durante la segunda mitad de 2007, hasta alcanzar un valor máximo de alrededor de 29 €/ton<sub>CO2</sub> en 2008, acompañado por el movimiento alcista de los mercados energéticos, en particular del precio del petróleo, cuyo comportamiento se analiza en detalle en el siguiente capítulo.

A finales de 2008, la crisis financiera internacional repercutió notablemente sobre los mercados financieros y los mercados de *commodities* de energía<sup>60</sup>, en particular en la caída de los precios del carbono, como resultado de la reducción de la actividad económica de los sectores contemplados en el ámbito del EU ETS (reducción media del 10%), alcanzándose un precio de alrededor de 8 €/ton<sub>CO2</sub>.

En el primer trimestre de 2009, el precio del carbono se estabilizó en torno a 14 €/ton<sub>CO2</sub>, permaneciendo en ese nivel hasta mediados de 2011. A continuación, se produjo una subida coyuntural de los precios de los mercados de carbono que pudo estar asociada al accidente de la central nuclear de Fukushima, que motivó una mayor utilización de generación térmica para la producción de electricidad en Japón. Sin embargo, tras este *shock*, se produjo una brusca y continua caída de los precios de los EUA hasta el final de la Fase II, probablemente relacionada con la recesión económica de Europa, motivada por el empeoramiento de la crisis de la deuda soberana europea.

<sup>60</sup> De acuerdo al Estudio de Zhu, J. & Wei, Y., "Examining the structural changes of European carbon futures price 2005-2012", de 2012, publicado en Paris por IIPAG Business School.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Finalmente, en el periodo comprendido entre el final de la Fase II y el inicio de la Fase III, se produjo una caída de los precios del carbono de alrededor de 3 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub> debido al exceso de oferta de derechos en el mercado, como consecuencia de la disminución de la demanda, provocada por la recesión económica, de la creciente penetración de las energías renovables en el sector eléctrico y del aumento de la inversión en materia de eficiencia energética.

Cabe señalar que, desde principios de 2018, el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> aumentó significativamente, registrando un valor superior a 25 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub> a finales de año. A finales de 2018, el precio de los derechos aumentó más de un 200% respecto a su valor a comienzos de dicho año, en torno a 8 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Este valor estuvo motivado, en gran parte, por la publicación de la nueva Directiva EU ETS, la Directiva (EU) 2018/410, de 14 de marzo, así como por la discusión y los compromisos que la precedieron en el ámbito del tratado del Acuerdo de París, que estableció nuevas reglas para el periodo posterior a 2020<sup>61</sup>, anticipando una previsible escasez de derechos de emisión en el mercado. Como consecuencia de esto, se generó una fuerte presión sobre la compra de derechos de emisión en el mercado.

Aunque las previsiones apuntan a una tendencia alcista del precio de los EUA, la incertidumbre política en el Reino Unido en relación al *BREXIT*, es uno de los principales factores explicativos de las fluctuaciones del precio desde principios de 2019, debido al *dumping* de EUA por parte de las empresas británicas. Esto se justificaría por la implementación por parte de la Comisión Europea de un plan de contingencia para garantizar que, en caso de un *BREXIT* sin acuerdo, no se vea afectado el buen funcionamiento y la integridad del EU ETS. Las medidas adoptadas por la Comisión Europea, en este sentido, suponen la suspensión temporal, para el Reino Unido, de la asignación garantizada de derechos de emisión, la venta en subastas y el intercambio de créditos internacionales a partir de enero de 2019.

La evolución de los precios de los EUA refleja también el dinamismo de la economía europea. En este contexto, en enero de 2019, se puso en funcionamiento la Reserva de Estabilidad del Mercado (*Market Stability Reserve – MSR –*), cuyo objetivo es neutralizar los impactos negativos del excedente de derechos de emisión y mejorar la capacidad de recuperación del EU ETS ante potenciales *shocks*.

---

<sup>61</sup> Tales como la reducción de los límites de emisiones de CO<sub>2</sub> y de los excedentes de derechos de emisión.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Estaba previsto que, en los ocho primeros meses de 2019, la MSR contribuyese con una reducción de 265 millones de derechos de CO<sub>2</sub> sobre el volumen total de derechos a subastar.

Al cierre del tercer trimestre de 2019, el precio de los derechos de emisión se situó en torno a 25 €/ton<sub>CO2</sub>, en línea con el precio medio observado entre el 1 de enero y el 30 de septiembre. Si se compara la media de los precios de los primeros nueve meses del año con el periodo equivalente del año 2018, se observa que se ha producido un incremento del 73% en la cotización media de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, lo que se corresponde con un aumento en su valor de alrededor de 10,50 €/ton<sub>CO2</sub>, influido por las medidas de contingencia implementadas por la Comisión Europea citadas anteriormente.



### 4 IMPACTO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN LOS PRECIOS DE LA ELETRICIDAD

#### 4.1 ANÁLISIS TEÓRICO

El EU ETS da origen a un mercado de derechos de emisión que dota de transparencia al precio del dióxido de carbono. Este precio pasa a ser otro componente del coste de producción de las instalaciones que están dentro del ámbito de aplicación del sistema, incluidos los generadores de energía eléctrica a partir de tecnologías térmicas. De hecho, con el establecimiento de restricciones a las emisiones de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para los generadores de energía eléctrica de base térmica en la Unión Europea, la política climática pasa a tener impacto en el sector eléctrico.

Suponiendo que el precio de la electricidad refleja el coste marginal de producción, los productores de energía eléctrica a partir de tecnologías térmicas incorporan el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en dicho coste marginal, incluso si se les han asignado de manera gratuita, ya que consideran el coste de oportunidad de dichos derechos.

En un mercado competitivo, la repercusión de los precios del CO<sub>2</sub> en los precios de la electricidad es inevitable, siendo necesario para incentivar la inversión en tecnologías de generación limpias y más eficientes<sup>62</sup>.

El EU ETS está diseñado como un sistema de *cap-and-trade*, en el que los generadores de energía eléctrica a partir de tecnologías térmicas tienen la posibilidad de utilizar los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para cubrir las emisiones generadas con su actividad de producción o, alternativamente, vender estos derechos en el mercado. Por lo tanto, el uso de derechos de emisión para cubrir las emisiones asociadas a la producción de energía eléctrica de base térmica representa siempre un coste de oportunidad, con independencia de que los derechos hayan sido asignados de manera gratuita o adquiridos en subasta.

La consideración del coste de oportunidad de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, dentro del resto de los costes variables asociados a la producción de energía de base térmica, constituye un factor importante para el éxito de un sistema de mercado de emisiones del tipo *cap-and-trade* ya que este sistema permite alcanzar los objetivos de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> al menor coste.

---

<sup>62</sup> De acuerdo al Estudio "CO<sub>2</sub> Allowance & Electricity price interaction: Impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe" (2007), publicado por International Energy Agency (OECD/IEA).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Con el correcto funcionamiento del sistema *cap-and-trade* se garantiza<sup>63</sup>:

- El incentivo para que los consumidores de electricidad reduzcan su consumo o busquen suministradores de electricidad menos intensivos en carbono con precios más competitivos; y,
- El incentivo para que los productores de electricidad de base térmica reduzcan sus emisiones de CO<sub>2</sub> a través de la utilización de tecnologías menos intensivas en emisiones de carbono o a través de la inversión en proyectos de captura y almacenamiento de carbono.

En este contexto, cabe destacar que la no internalización del coste adicional asociado al carbono por parte de los productores, conduce a menores incentivos para la adopción de medidas de mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que implica menores estímulos para la adopción de prácticas más eficientes a nivel de consumo.

Por lo tanto, adquiere relevancia el análisis de la eficacia del mecanismo para dar señales sobre el coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y su impacto sobre el precio de la electricidad en el mercado europeo, en concreto en el MIBEL.

La literatura económica sugiere que en un mercado competitivo es esperable que los productores de electricidad internalicen el coste de oportunidad del carbono. Es decir, en este escenario, es esperable que la traslación (*pass-through rate*) del coste del CO<sub>2</sub> al precio de la electricidad sea del 100%, ya que todos los costes marginales deberían reflejarse en la oferta de venta.

Por otro lado, en condiciones de ejercicio de poder de mercado, la forma en la que los agentes repercuten el coste del CO<sub>2</sub> en el precio de la electricidad depende de varios factores<sup>64</sup>:

- I. Grado de concentración del mercado<sup>65</sup>;
- II. *Mix* de generación de energía eléctrica;
- III. Capacidad de generación de electricidad del mercado.

---

<sup>63</sup> Segundo Freitas (2016) en “*Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Eléctricos de Portugal e Espanha*”.

<sup>64</sup> De acuerdo con Chernyavs'ka y Gulli (2007).

<sup>65</sup> Wals y Rijkers (2003), y Sijm, et al. (2005) indican que un incremento del precio de la electricidad será mayor en mercados competitivos que en condiciones de ejercicio de poder de mercado, ya que en dicho escenario parte del incremento del coste del carbono se internalizará a través de una reducción del beneficio de los productores. Por el contrario, otros autores defienden que el aumento del precio de la electricidad derivado del coste del carbono tenderá a ser mayor en escenarios de elevada concentración de mercado (Lise, 2005).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Estos factores pueden conducir a que la traslación del coste del carbono al precio de la electricidad puede ser inferior al 100%. La elasticidad de la demanda de electricidad en relación al precio, así como eventuales alteraciones en el orden de mérito de las tecnologías de producción, debido a la introducción de restricciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> en las ofertas de venta de electricidad, son variables que justifican que la variación en el precio de la electricidad puede ser inferior al coste del carbono.

En cuanto a la elasticidad de la demanda de electricidad respecto al precio, es evidente que, si la curva de demanda es elástica, cualquier aumento del precio motivado por el coste marginal asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub>, producirá una reducción de la demanda. Es importante señalar que tal reducción de la demanda puede conducir a la salida del mercado del productor de electricidad con el coste marginal más elevado, toda vez que será el generador con coste marginal más bajo el que determine el precio del mercado; por lo que cabría concluir que, en una situación de demanda perfectamente elástica, la traslación del coste del carbono sería del 0%.

Por otro lado, en un contexto de demanda de electricidad inelástica, es decir, que no varía la cantidad demandada ante variaciones en el precio ofertado de la electricidad en cada periodo temporal de definición de ese mismo precio, la traslación de los costes del carbono será del 100%, suponiendo que no haya cambio en el orden de mérito de las ofertas de los productores de electricidad.

Sin embargo, si la introducción de restricciones a las emisiones de CO<sub>2</sub> tiene como resultado un cambio en el orden de mérito de las ofertas de las tecnologías de producción, la situación será diferente. En este escenario, la variación del precio de la electricidad será siempre inferior al incremento del coste marginal de la tecnología, siendo la traslación del coste del carbono inferior al 100%. Esto se debe a que, incluso si se internaliza completamente el coste asociado al CO<sub>2</sub> en la estructura de costes de los productores, el cambio en el orden de mérito producirá un cambio en la tecnología que marca el precio final de la electricidad.

A modo de ejemplo, en un escenario en el que no se transfiera el coste de emisión del CO<sub>2</sub>, el precio de la electricidad será definido por la tecnología 2, esto es,  $\text{Precio}_{\text{ele}} = \text{Cmg}^{\text{tecnología2}}$ , siendo  $\text{Cmg}^{\text{tecnología1}} < \text{Cmg}^{\text{tecnología2}}$ . Sin embargo, la introducción del coste de emisión de CO<sub>2</sub> produce un cambio en el orden de mérito de las tecnologías ( $\text{Cmg}^{\text{tecnología1}} + \Delta\text{Cmg}^{\text{tecnología1}} > \text{Cmg}^{\text{tecnología2}} + \Delta\text{Cmg}^{\text{tecnología2}}$ ) y el precio de la

---

<sup>66</sup> Cmg: coste marginal de generación.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

electricidad pasará a ser determinado por la tecnología1 ( $\text{Precio}_{\text{ele}} = \text{Cmg}_{\text{tecnología1}} + \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnología1}}$ ).

En este escenario, se concluye que la variación del precio de la electricidad es inferior al incremento del coste marginal de la tecnología marginal ( $\Delta\text{Precio}_{\text{ele}} < \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnología1}}$ ), resultando en una traslación del coste del carbono inferior al 100%<sup>67</sup>.

Además de los factores descritos anteriormente, hay algunos aspectos adicionales relacionados con el poder de mercado que pueden influir en la traslación de los costes del carbono al precio final de la electricidad<sup>68</sup>:

- **Estrategia de las empresas en el mercado:** además de la maximización de beneficios, las empresas pueden actuar en el mercado con otros objetivos, tales como la maximización de los ingresos o de la cuota de mercado. La estrategia elegida afecta a la traslación de los costes de CO<sub>2</sub> al precio de la electricidad;
- **Marco regulatorio:** la normativa de mercado establecida por las autoridades regulatorias puede tratar de manera diferente los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> adquiridos en el mercado y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados gratuitamente, lo que puede dar lugar a diferentes traslaciones de los costes de CO<sub>2</sub> para cada uno de estos escenarios;
- **Fallos de mercado:** la traslación de los costes de CO<sub>2</sub> puede verse afectada por fallos de mercado, tales como riesgos, incertidumbres o información asimétrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, el objetivo de este capítulo es evaluar el impacto del precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la formación del precio de la electricidad en el mercado ibérico. Para ello, se han utilizado herramientas econométricas como la regresión lineal múltiple, efectuándose, asimismo, un análisis descriptivo de las variables utilizadas en este análisis. Los principales resultados obtenidos se presentan a continuación.

### 4.2 ANÁLISIS ECONOMÉTRICO

En este apartado, se recogen y caracterizan las variables dependientes seleccionadas: PRECIO\_ES y PRECIO\_PT (precio del mercado diario de la electricidad en las zonas

---

<sup>67</sup> Cabe señalar que cualquier otro factor que pueda producir un cambio en el orden de mérito puede ser igualmente responsable de variaciones en la tasa de traslación del precio del carbono. Por ejemplo, Reinaud (2003) describe un escenario de elevada presión competitiva debido a un exceso de capacidad de generación eléctrica.

<sup>68</sup> De acuerdo al estudio "The impact of the EU ETS on electricity prices", de 2008, publicado por Energy Research Center of the Netherlands (ECN).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

española y portuguesa del MIBEL, en euros/MWh, respectivamente), y las variables independientes que serán utilizadas a efectos del análisis del modelo de regresión lineal múltiple.

Es importante señalar que, en un mercado con demanda inelástica los precios están determinados por la oferta y, por ello, el modelo econométrico presentado considera variables explicativas centradas en esa estructura de la oferta. Además, dado que una de las variables consideradas es la contribución de la producción renovable a la cobertura de la demanda en porcentaje, las fluctuaciones de esta última se interpretan en la especificación del modelo, como una demanda residual cubierta con tecnologías emisoras.

En el Cuadro 4-1 se describen las variables independientes, simultáneas en tiempo (en *d*) con el precio del mercado diario de la electricidad en las zonas española y portuguesa del MIBEL, seleccionadas para la realización del análisis de regresión lineal múltiple<sup>69</sup>.

**Cuadro 4-1 Variables independientes utilizadas en el modelo de regresión**

Clasificación de la Variable	Variable	Descripción de la Variable	Fuente
Energía	TTF	Precio del gas natural <i>Title Transfer Facility</i> (TTF) en el mercado holandés en euros/MWh <sub>gas</sub> .	Reuters
	API2	Precio del carbón API2 (Carbón importado con entrega en el Noroeste de Europa y poder calorífico de 6000 kcal/kg) en euros/ton.	
	BRENT	Precio del Petróleo Brent, basado en el petróleo bruto del Mar del Norte, utilizado como <i>benchmarking</i> internacional en euros/bbl.	
Precio	EUA	Precio de los EU <i>allowances carbon trading</i> - cotización <i>spot</i> de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> en euros/ton.	Reuters
Indicador Mix de generación	PESO_PRE	Valor porcentual de la contribución de la generación ibérica PRE sobre la cobertura de la demanda del mercado diario.	OMIE

<sup>69</sup> Conforme al modelo de Bauer y Zink (2005), que utiliza las variables del precio del carbono, del petróleo, del carbón y del gas natural como variables explicativas del precio de la electricidad. La variable PESO\_PRE fue incluida en el modelo como forma de medir el impacto del mix tecnológico de la producción de energía eléctrica sobre el precio de la electricidad. Indirectamente, dicha variable puede ser un indicador del nivel de hidráulica ibérica.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Con la implementación del MIBEL, se armonizaron un conjunto de procedimientos, reglas, condiciones económicas y técnicas entre Portugal y España, y se incentivó el refuerzo de las interconexiones entre ambos países, lo que condujo a una fuerte integración de los dos mercados, con una convergencia de precios entre las dos zonas de alrededor del 95% de las horas en 2018 y 2019<sup>70</sup>.

El análisis efectuado comprende el periodo entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019. Se ha optado por iniciar el análisis el 1 de julio de 2007 para hacerlo coincidir con la entrada en funcionamiento del MIBEL.

En línea con las fases del EU ETS, el análisis se ha dividido en dos periodos:

- Periodo 1 – 1 de julio de 2007 a 31 de diciembre de 2012 –, que engloba las Fases I<sup>71</sup> y II del EU ETS;
- Periodo 2 – 1 de enero de 2013 a 30 de septiembre de 2019 –, que engloba la Fase III del EU ETS.

Esta segmentación del análisis es relevante a la hora de poder comparar los resultados obtenidos con las fases de implementación del sistema.

En el modelo de regresión utilizado se ha optado por no tratar la estacionalidad de las series, por razones metodológicas; en caso de que se incluyera dicho análisis de estacionalidad, la definición, los resultados y las conclusiones del análisis podrían diferir de las del modelo escogido.

### ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES UTILIZADAS

Con la implementación en 2007 del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica – MIBEL –, se pasa a observar una fuerte correlación entre los precios de Portugal y España (cerca de 0,97). Ver la **Erro! Autorreferência de marcador inválida.** en la que se refleja la evolución de los precios ibéricos entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019, y se observa la convergencia de precios entre los dos mercados.

Entre 2016 y 2019, la evolución del precio medio anual del mercado diario es claramente ascendente en los mercados analizados. En el mercado portugués el aumento del precio medio anual del mercado diario se situó alrededor de un 32% entre 2016 y 2017,

---

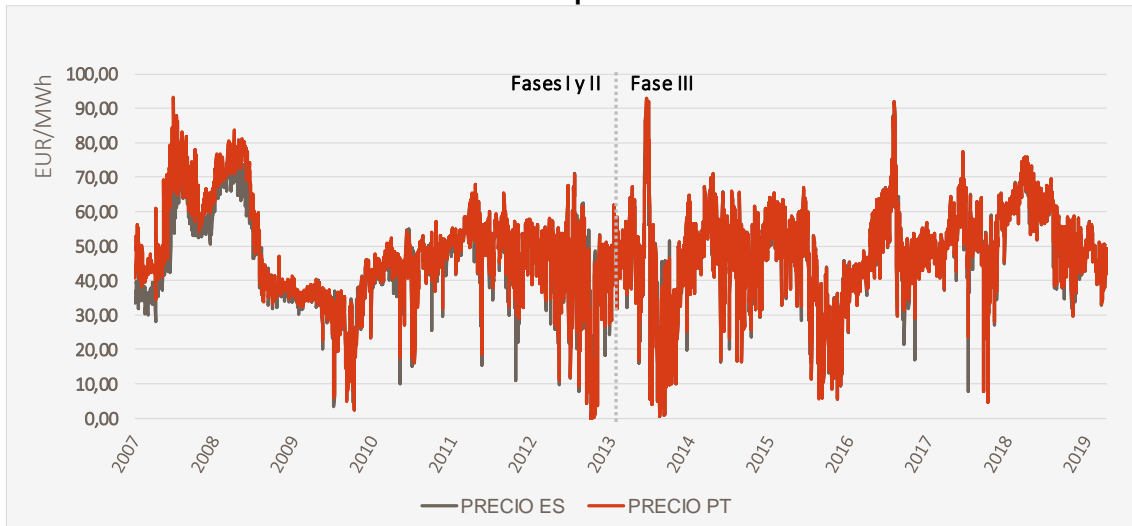
<sup>70</sup> Dato de OMIE.

<sup>71</sup> Los primeros años de funcionamiento del EU ETS fueron de aprendizaje. Por ello, la Fase I es considerada por muchos autores como un periodo atípico y, por eso, poco representativo. Esto refuerza la realización del análisis econométrico dividido en periodos, con un Periodo 1 que comienza al final de la Fase I, a partir de la entrada en funcionamiento del MIBEL, en el segundo semestre de 2007.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

mientras que el incremento entre 2017 y 2018 fue del entorno del 10%. En el caso español, el aumento entre 2016 y 2017 fue del 33,1%, y entre 2017 y 2018 fue del 9%. Por otro lado, entre 2018 y septiembre de 2019, la tendencia fue decreciente (el precio medio anual descendió alrededor de un 14% en ambos de mercados).

**Figura 4-1 Precios diarios de la electricidad en el MIBEL.  
Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE.*

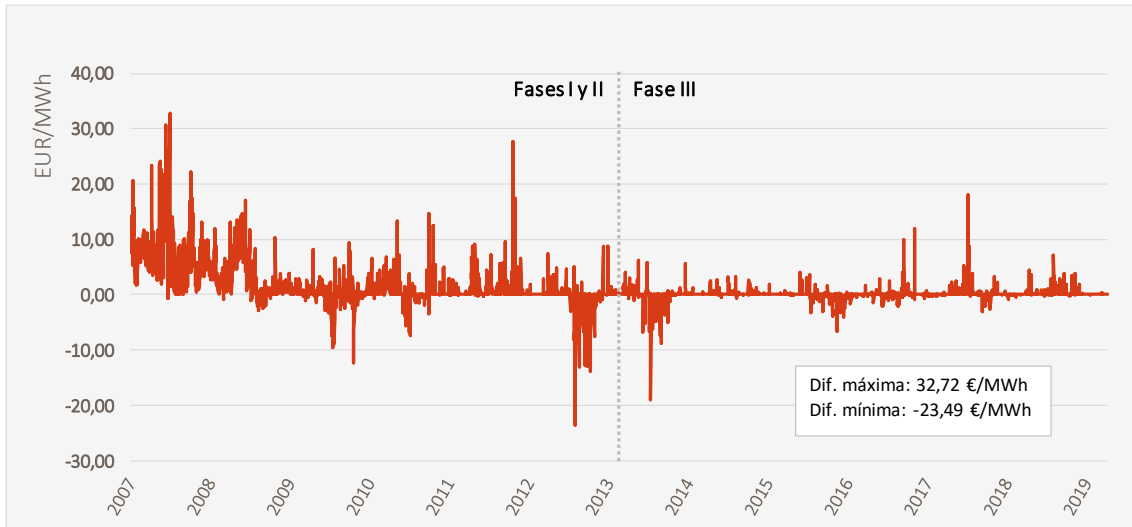
En la Figura 4-2 se reflejan los diferenciales de precios medios diarios entre los mercados portugués y español en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019. Se observa una mayor convergencia de precios a partir del segundo semestre de 2014. El diferencial máximo entre los precios diarios de los mercados portugués y español se registró el 24 de diciembre de 2007 (32,72 €/MWh),

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

mientras que el diferencial mínimo entre dichos mercados se registró el 25 de enero de 2013 (-23,49 €/MWh).

**Figura 4-2 Diferencial de precios diarios entre los mercados español y portugués.**

**Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE.*

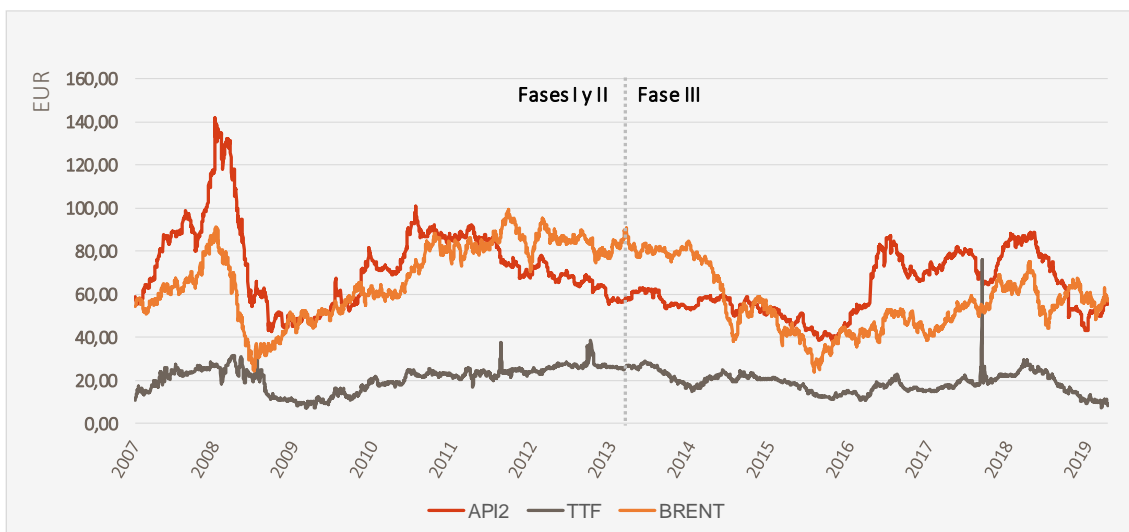
En la Figura 4-3 se refleja la evolución de los precios a plazo de los combustibles: carbón (API2), gas natural (TTF) y petróleo (BRENT), en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019. En general, todas las series analizadas muestran una tendencia decreciente entre 2013 y 2016, produciéndose un claro cambio de tendencia en la evolución de estas cotizaciones durante el periodo 2016-2019. Los estadísticos descriptivos de estas variables, para los años 2017, 2018 y 2019, se recogen en el Cuadro 4-2.



## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Figura 4-3 Precios a plazo del API2, TTF y BRENT.

Julio 2007 - septiembre 2019



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.

Cuadro 4-2 Estadísticos descriptivos de los precios a plazo del API2, del TTF y del BRENT. Enero 2017 - septiembre 2019

Año	Estadístico	API2 (euros/ton)	TTF (euros/MWh)	BRENT (euros/bbl)
2017	Media	74,65	17,30	48,02
	Mediana	73,92	16,55	47,88
	Máximo	87,00	23,00	56,27
	Mínimo	65,91	14,60	38,56
	Desviación Típica	5,07	2,15	4,52
2018	Media	78,07	22,80	60,14
	Mediana	78,57	22,23	61,28
	Máximo	88,59	76,00	75,13
	Mínimo	64,15	17,40	44,11
	Desviación Típica	7,56	4,24	6,74
2019	Media	56,31	13,84	57,83
	Mediana	52,67	13,07	57,58
	Máximo	76,86	22,68	67,57
	Mínimo	42,97	7,18	44,12
	Desviación Típica	8,61	3,94	4,37

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.

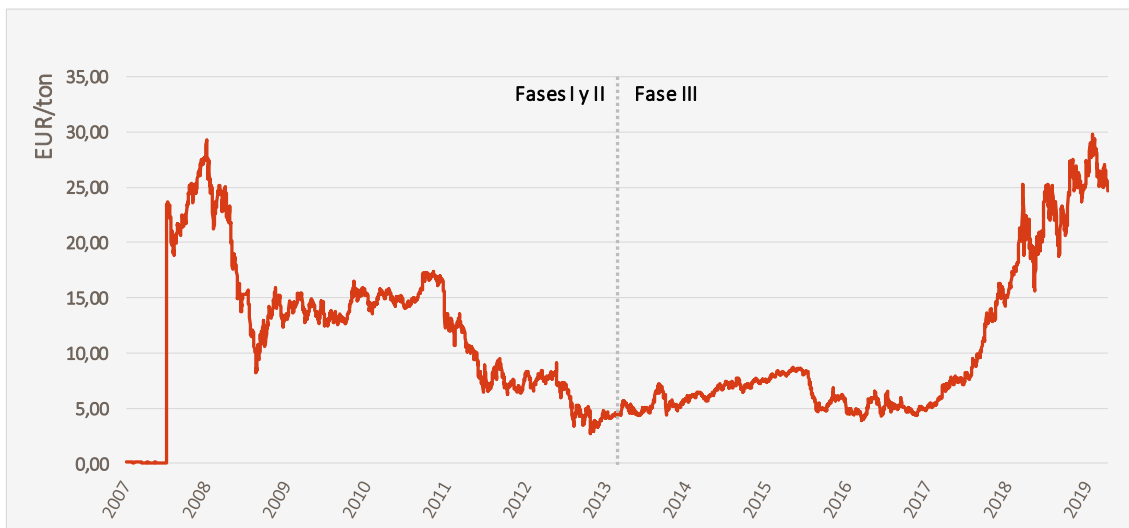
En la Figura 4-4 se observa que, en el periodo 2016-2019, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EUA) aumentaron significativamente en comparación con la media registrada en el periodo comprendido entre 2013 y 2016 (en el que también mostraron una tendencia ascendente). Así, entre 2013 y 2016, el aumento del precio medio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se situó en un 15,4%, mientras que en el periodo 2016-2019 dicho aumento fue del 338%. En 2016, la media aritmética de los precios se situó en un valor de 5,4 €/ton<sub>CO2</sub>, aumentando hasta una cotización de

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

24,72 €/ton<sub>CO2</sub> a finales del mes de septiembre de 2019. Los estadísticos descriptivos de estas variables, para los años 2017, 2018 y 2019, se recogen en el Cuadro 4-3.

**Figura 4-4 Precios de los EUA.**

**Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.*

**Cuadro 4-3 Estadísticos descriptivos de los precios de los EUA.**

**Enero 2017 - septiembre 2019**

<b>Año</b>	<b>Estadístico</b>	<b>EUA (euro/ton)</b>
2017	Media	5,85
	Mediana	5,34
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desviación Típica	1,12
2018	Media	16,00
	Mediana	16,00
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desviación Típica	4,63
2019	Media	24,93
	Mediana	25,21
	Máximo	29,81
	Mínimo	18,80
	Desviación Típica	2,37

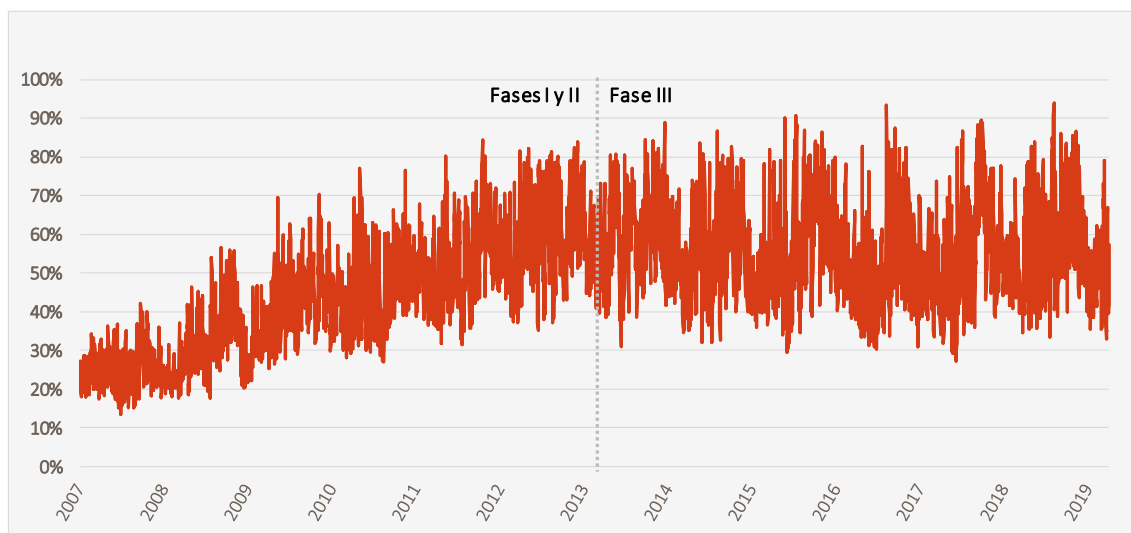
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.*

La Figura 4-5 se refleja la evolución del peso de la contribución de la producción ibérica proveniente de fuentes de energía renovable (PRE) entre el segundo semestre de 2007

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

y septiembre de 2019. Se observa una clara tendencia ascendente en el periodo de análisis.

**Figura 4-5 Peso de la contribución, en el mercado ibérico, de la producción renovable (PRE) a la cobertura de la demanda del mercado diario (%). Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE.*

En el Cuadro 4-4 se reflejan los estadísticos descriptivos de las variables objeto de estudio. Entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019, el precio medio del mercado diario en España y Portugal fue 47,35 €/MWh y 48,37 €/MWh, respectivamente. El rango<sup>72</sup> de los precios de la electricidad en Portugal (PRECO\_PT) y en España (PRECO\_ES) fue muy parecido, 93,35 €/MWh y 93,11 €/MWh, respectivamente. Sin embargo, en el mercado portugués se observa una desviación típica superior a la del mercado español (14,11 €/MWh el caso portugués y 13,42 €/MWh en el caso español).

Los precios del API2 y del BRENT presentan un rango muy significativo. Para el carbón el precio mínimo registrado, en el periodo de análisis, fue 38,41 €/ton y el máximo 141,91 €/ton; para el petróleo, el precio mínimo fue 23,62 €/bbl y el precio máximo 99,29 €/bbl. No obstante, ese gran rango no se refleja en la asimetría de las distribuciones, por lo que cabría concluir que dichos rangos de variación no se derivan de valores atípicos. Este hecho también puede constatarse por la pequeña diferencia entre los valores de la media y de la mediana para las dos distribuciones.

<sup>72</sup> Diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo en el periodo considerado.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

En cuanto al precio del gas en TTF, el rango fue 69 €/MWh<sub>gas</sub>, siendo el valor máximo registrado 76,00 €/MWh<sub>gas</sub>, mientras que el mínimo fue 7,00 €/MWh<sub>gas</sub>. En cuanto al precio de los derechos de emisión EAU, el rango es bajo, máxime si los compararemos con el resto de variables, y sigue una distribución normal.

Por último, la variable que indica el valor porcentual de la contribución de la producción renovable a la cobertura de la demanda diaria de electricidad (PESO\_PRE) varió entre el 10% y el 90% en el periodo de análisis.

### Cuadro 4-4 Estadísticos descriptivos de las principales variables.

Julio 2007 - septiembre 2019

	PRECO_PT (euros/MWh)	PRECO_ES (euros/MWh)	TTF (euros/MWh)	API2 (euros/ton)	BRENT (euros/bbl)	EUA (euros/ton)	PESO_PRE (%)
Media	48,37	47,35	19,90	68,04	62,15	11,02	0,49
Mediana	48,56	48,24	20,63	66,47	59,97	8,15	0,49
Máximo	93,35	93,11	76,00	141,91	99,29	29,81	0,94
Mínimo	0,00	0,00	7,00	38,41	23,62	0,01	0,13
Desviación Típica	14,11	13,42	5,46	17,37	16,96	6,90	0,15
Asimetría	-0,32	-0,45	0,06	0,96	0,06	0,77	0,09
Apuntamiento	3,88	3,95	4,88	4,55	1,93	2,72	2,50

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y de Thomson Reuters.*

Nota: Coeficiente de Asimetría: este descriptivo caracteriza el grado de asimetría de una distribución con respecto a su media. La asimetría positiva indica una distribución unilateral que se extiende hacia valores mayores que su media. La asimetría negativa indica una distribución unilateral que se extiende hacia valores menores que su media. Coeficiente de Apuntamiento o curtosis: este descriptivo caracteriza el apuntamiento de una distribución, comparada con la distribución normal. Una curtosis positiva indica una distribución relativamente apuntada, mientras que una curtosis negativa indica una distribución relativamente plana.

### MODELO DE REGRESIÓN

En esta sección se realiza un análisis de regresión lineal múltiple que permite explicar la variable dependiente PRECO\_ES (precio diario de la electricidad en España) en función de las variables independientes presentadas anteriormente.

Es importante señalar que el modelo de regresión realizado no tiene la intención de servir como una base de predicción de los precios futuros del mercado de la electricidad.

En este sentido, incluso si las series estadísticas de carácter económico verificasen una condición frecuente de no estacionariedad, tal circunstancia sería relevante si el modelo econométrico utilizado tuviera la intención de efectuar inferencia temporal. Además, tras la observación empírica, los precios de los derechos de CO<sub>2</sub> presentan variaciones fácilmente atribuibles a cambios en el mecanismo de comercio europeo de derechos de emisión (que se han estudiado efectuando un análisis por separado de cada periodo) y no a una evolución de tendencia.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Por lo tanto, de manera práctica y objetiva, el modelo presentado debe utilizarse con las limitaciones expresadas, y debe entenderse como una evaluación de impacto y no como base de inferencia de precios. Por esa misma razón, el contrafactual del modelo de regresión se lleva a cabo con la evaluación de impacto realizada en la siguiente sección de este estudio.

En todos los escenarios evaluados, la metodología permitió identificar las variables TTF, API2, BRENT, EUA e PESO\_PRE como explicativas de la variable explicada PRECO\_ES.

Después de realizar los análisis econométricos, y considerando el alto nivel de convergencia de precios a nivel del mercado ibérico, se decidió presentar los resultados solo para la variable dependiente PRECO\_ES<sup>73</sup>. Esta decisión tiene como objetivo reducir el reporte de resultados similares dada la correlación positiva muy alta<sup>74</sup> entre las dos variables.

Se utilizó el método de mínimos cuadrados ordinarios para estimar los parámetros del modelo. La relación entre la variable dependiente y las variables independientes identificadas estará dada por la siguiente ecuación:

$$\text{PRECO\_ES} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{TTF} + \beta_2 \cdot \text{API2} + \beta_3 \cdot \text{BRENT} + \beta_4 \cdot \text{EUA} + \beta_5 \cdot \text{PESO\_PRE} + \varepsilon_j$$

Se analizaron los supuestos del modelo, esto es, la distribución normal, la homogeneidad y la independencia de los errores para los dos escenarios descritos. Posteriormente, se realizó el análisis de estacionariedad de los residuos. Para todos los análisis se consideró una probabilidad de error tipo I ( $\alpha$ ) del 10%. Los resultados se recogen a continuación.

### *PERIODO 1: 1 DE JULIO DE 2007 A 31 DE DICIEMBRE DE 2012*

En este escenario, la regresión lineal múltiple identificó las variables TTF ( $\beta_1 = 1,32$ ;  $\rho < 0,001$ ), API2 ( $\beta_2 = 0,08$ ;  $\rho < 0,001$ ), BRENT ( $\beta_3 = 0,27$ ;  $\rho < 0,1$ ), EUA ( $\beta_4 = 0,29$ ;  $\rho < 0,001$ ) y PESO\_PRE ( $\beta_5 = -39,89$ ;  $\rho < 0,001$ ) como variables explicativas estadísticamente significativas.

El modelo ajustado final es:

---

<sup>73</sup> Cabe mencionar que también se ha realizado el análisis de regresión considerando como variable dependiente el precio diario de la electricidad en Portugal, y los resultados obtenidos no muestran diferencias significativas respecto a los que se obtienen al considerar como variable dependiente el precio diario de la electricidad en España..

<sup>74</sup> Marôco (2011) considera que las correlaciones son muy altas para  $|r| \geq 0,75$ .

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

$$\text{PRECO\_ES} = 24,76 + 1,32*\text{TTF} + 0,08*\text{API2} + 0,27*\text{BRENT} + 0,29*\text{EUA} - 39,89*\text{PESO\_PRE}.$$

Este modelo es altamente significativo y explica una alta proporción de la variabilidad de la variable PRECO\_ES (F = 1008;  $\rho < 0,001$ ; R<sup>2</sup> ajustado = 0,71).

**Cuadro 4-5 Resultados de regresión para el Periodo 1 (2007 a 2012)**

Variables	Coeficientes	Errores Estándar Robustos	t	Prob.
C	24.76366	0.831471	29.78296	0.0000
TTF	1.319101	0.044599	29.57725	0.0000
API2	0.077882	0.016245	4.794150	0.0000
BRENT	0.027108	0.015042	1.802155	0.0717
EUA	0.287324	0.028931	9.931211	0.0000
PESO_PRE	-39.88933	1.459184	-27.33674	0.0000
Nº de observaciones	2011			
F-statistic	1008.180			
Prob(F-statistic)	0.000000			
Adjusted R-squared	0.714728			

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y de Thomson Reuters.*

### PERIODO 2: 1 DE ENERO DE 2013 A 31 DE SEPTIEMBRE DE 2019

En este escenario, la regresión lineal múltiple identificó las variables TTF ( $\beta_1 = 0,42$ ;  $\rho < 0,001$ ), API2 ( $\beta_2 = 0,33$ ;  $\rho < 0,001$ ), BRENT ( $\beta_3 = -0,07$ ;  $\rho < 0,01$ ), EUA ( $\beta_4 = 0,49$ ;  $\rho < 0,001$ ) e PESO\_PRE ( $\beta_5 = -62,68$ ;  $\rho < 0,001$ ) como variables explicativas estadísticamente significativas.

El modelo ajustado final es:

$$\text{PRECO\_ES} = 53,88 + 0,42*\text{TTF} + 0,33*\text{API2} - 0,07*\text{BRENT} + 0,49*\text{EUA} - 62,68*\text{PESO\_PRE}.$$

Este modelo es altamente significativo y explica una alta proporción de la variabilidad de la variable PRECO\_ES (F = 642;  $\rho < 0,001$ ; R<sup>2</sup> ajustado = 0,57).

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 4-6 Resultados de regresión para el Periodo 2 (2013 a 2019)**

Variables	Coeficientes	Errores Estándar Robustos	t	Prob.
C	53.87803	1.406954	38.29409	0.0000
TTF	0.420855	0.052325	8.043044	0.0000
API2	0.334846	0.016932	19.77566	0.0000
BRENT	-0.076072	0.015537	-4.896060	0.0000
EUA	0.491569	0.028700	17.12778	0.0000
PESO_PRE	-62.68632	1.498942	-41.82037	0.0000
Nº de observaciones	2464			
F-statistic	642.9825			
Prob(F-statistic)	0.000000			
Adjusted R-squared	0.565831			

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y de Thomson Reuters.*

### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En el Cuadro 4-7 se presentan los resultados obtenidos del modelo de regresión para los diferentes periodos analizados.

**Cuadro 4-7 Consolidación de resultados de las regresiones**

	Periodo 1		Periodo 2	
	Coeficientes	Prob.	Coeficientes	Prob.
C	24.76366	0.0000	53.87803	0.0000
TTF	1.319101	0.0000	0.420855	0.0000
API2	0.077882	0.0000	0.334846	0.0000
BRENT	0.027108	0.0717	-0.076072	0.0000
EUA	0.287324	0.0000	0.491569	0.0000
PESO_PRE	-39.88933	0.0000	-62.68632	0.0000
Adjusted R-squared	0.714728		0.565831	

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y de Thomson Reuters.*

El signo observado en las estimaciones realizadas es acorde con el signo esperado previamente para casi todas las variables, como se muestra en el Cuadro 4-8. La excepción es la variable independiente BRENT, que se esperaba tuviera un efecto positivo en el precio de la electricidad y, sin embargo, el efecto observado para el Periodo 2 fue negativo.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 4-8 Resultados Esperados y Observados**

Variable	Signo Esperado*	Signo Observado	
		Periodo 1	Periodo 2
TTF	+	+	+
API2	+	+	+
BRENT	+	+	-
EUA	+	+	+
PESO_PRE	-	-	-

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y de Thomson Reuters.*

Nota: Signo esperado positivo: Las variaciones en la variable explicativa son directamente proporcionales a los cambios en el precio de la electricidad. Signo esperado negativo: los cambios en la variable explicativa son inversamente proporcionales a los cambios en los precios de la electricidad.

Del análisis de regresión realizado, se puede concluir que todas las variables independientes consideradas tuvieron un impacto estadísticamente significativo en el precio de la electricidad en el mercado español. Las principales conclusiones son las siguientes:

**a) Precio del gas natural (TTF):** los cambios en los precios del gas natural son directamente proporcionales a los cambios en los precios de la electricidad (coeficiente de regresión positivo en los dos periodos analizados).

En el análisis del Periodo 1 (2007-2012), se encontró que el aumento de 1 €/MWh<sub>gas</sub> en el precio de la variable independiente TTF, aumentaba el precio de la electricidad en España en 1,32 €/MWh (coeficiente de regresión  $\beta_1 = +1,32$ ). Para el Periodo 2 (2013-2019), este impacto es mucho más bajo; el aumento de 1 €/MWh<sub>gas</sub> en el precio TTF conlleva a un aumento de solo 0,42 €/MWh en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión  $\beta_1 = +0,42$ ).

**b) Precio del carbón (API2):** los cambios en los precios del carbón son directamente proporcionales a los cambios en los precios de la electricidad (coeficiente de regresión positivo para los dos periodos analizados).

En el análisis del Periodo 1 (2007-2012), se encontró que el aumento de 1 €/ton en el precio de la variable independiente API2, aumentaba el precio de la electricidad en España en 0,08 €/MWh (coeficiente de regresión  $\beta_2 = +0,08$ ). Para el Periodo 2 (2013-2019) este impacto fue de 0,33 €/MWh en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión  $\beta_2 = +0,33$ ).

**c) Precio del petróleo (BRENT):** los cambios en los precios del petróleo son



## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

directamente proporcionales a los cambios en los precios de la electricidad (coeficiente de regresión positivo) para el Periodo 1, de acuerdo con la hipótesis de partida. Sin embargo, para el Periodo 2, las variaciones en el precio del petróleo son inversamente proporcionales a las variaciones en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión negativo).

En el análisis del Periodo 1 (2007-2012), se encontró que el aumento de 1 €/bbl en el precio de la variable independiente BRENT, el precio de la electricidad en España aumentaba en 0,03 €/MWh (coeficiente de regresión  $\beta_3 = +0,03$ ). Para el Periodo 2 (2013-2019), este impacto fue de una disminución de € 0,07 €/MWh en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión  $\beta_3 = -0,07$ ).

**d) Precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EUA):** los cambios en el precio de los derechos de emisión son directamente proporcionales a los cambios en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión positivo en los dos periodos analizados).

En el análisis del Periodo 1 (2007-2012), se verifica que el aumento de 1 €/ton en el precio de la variable independiente (precio de los derechos de emisión EUA), aumentaba el precio de la electricidad en España en 0,29 €/MWh (coeficiente de regresión  $\beta_4 = +0,29$ ), lo que representa una tasa de traslación del 29%. Para el Periodo 2 (2013-2019), este impacto sería de un aumento de 0,49 €/MWh en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión  $\beta_4 = +0,49$ ), lo que representa una tasa de traslación del 49%.

Por tanto, el aumento en los precios de los derechos de CO<sub>2</sub> a partir de 2016 se reflejó en los precios de la electricidad, ya que el coeficiente asociado al Periodo 2 fue el más alto registrado.

Curiosamente, la evidencia de la relación entre el precio de la electricidad y el precio del carbono revela que el precio de la electricidad en el mercado ibérico, además de estar sujeto a la volatilidad del precio de los combustibles, puede estar condicionado también por un factor de riesgo internacional adicional asociado al precio del carbono. Este hallazgo es relevante al objeto de definir estrategias de cobertura, ya sea desde el lado de la demanda o desde el lado de la oferta.

**e) Valor porcentual de la contribución de la generación ibérica PRE sobre la cobertura de la demanda del mercado diario (PESO\_PRE):** los cambios en el porcentaje de contribución de la generación ibérica PRE sobre la cobertura de la demanda del mercado diario son inversamente proporcionales a los cambios en los precios de la electricidad (coeficiente de regresión negativo para los dos periodos

analizados).

En el análisis del Periodo 1 (2007-2012), se encontró que si esta variable independiente (PESO\_PRE) aumentaba en un 1%, el valor de la electricidad en España caía en 0,3989 €/MWh (coeficiente regresión  $\beta_5 = -39,89$ ). Para el Periodo 2 (2013-2019), el impacto fue de una reducción de 0,6268 €/MWh en el precio de la electricidad (coeficiente de regresión  $\beta_5 = -62,68$ ).

### **4.3 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN EL MIBEL**

Esta sección tiene como objetivo analizar la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub><sup>75</sup> entre julio de 2007 y septiembre de 2019, de la producción térmica de electricidad en el MIBEL, tanto en términos de volumen como de coste.

Se consideran en el análisis las tecnologías térmicas de carbón, ciclo combinado (CCGT) y las centrales de fuel/gas, teniendo en cuenta los factores de emisión de CO<sub>2</sub> aplicables a cada una de estas tecnologías en España y Portugal.

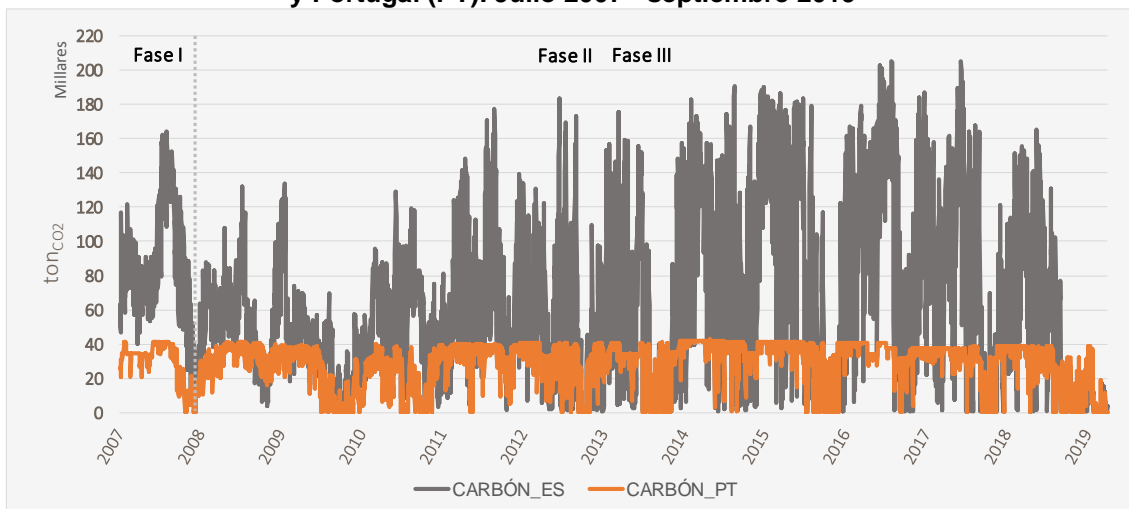
En la Figura 4-6 se presenta la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (en ton<sub>CO2</sub>) por la producción de las centrales de carbón en España y Portugal. Durante todo el periodo analizado, se observa que en España el volumen de emisiones de CO<sub>2</sub>, debido al uso de esta tecnología, es bastante superior al volumen observado en Portugal, cuyas emisiones oscilan entre 0 y 40 mil ton<sub>CO2</sub>.

---

<sup>75</sup> Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por las centrales térmicas del MIBEL, se ha aplicado al volumen de energía despachada por dichas centrales, en el mercado diario gestionado por OME, los respectivos factores de emisión de CO<sub>2</sub> por tecnología, determinados por CNMC y ERSE, en cada zona de precio.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

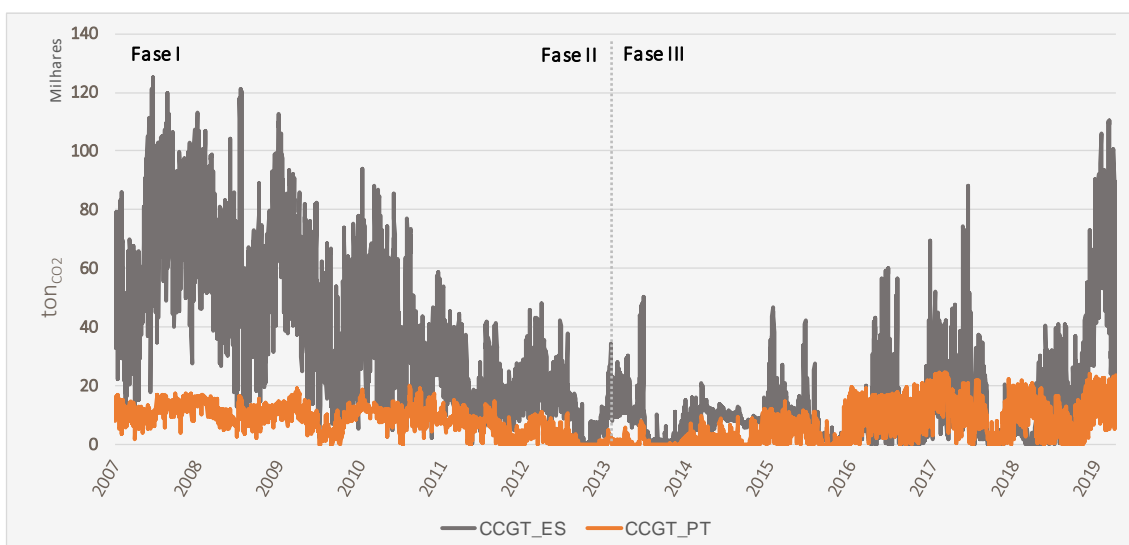
**Figura 4-6 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales de carbón en España (ES) y Portugal (PT). Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, CNMC y ERSE.*

En la Figura 4-7 se representa la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (en tonCO<sub>2</sub>) generadas por la producción de las centrales de ciclo combinado de gas natural en ambos países. En España, se observa una acentuada tendencia descendente del volumen de emisiones, entre 2007 y 2014, año en el que se invierte la tendencia, que pasa a ser ascendente. En el caso portugués, se observa una tímida tendencia en ese mismo sentido, aunque a escala mucho menor.

**Figura 4-7 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales de CCGT en España(ES) y Portugal (PT). Julio 2007 - septiembre 2019**



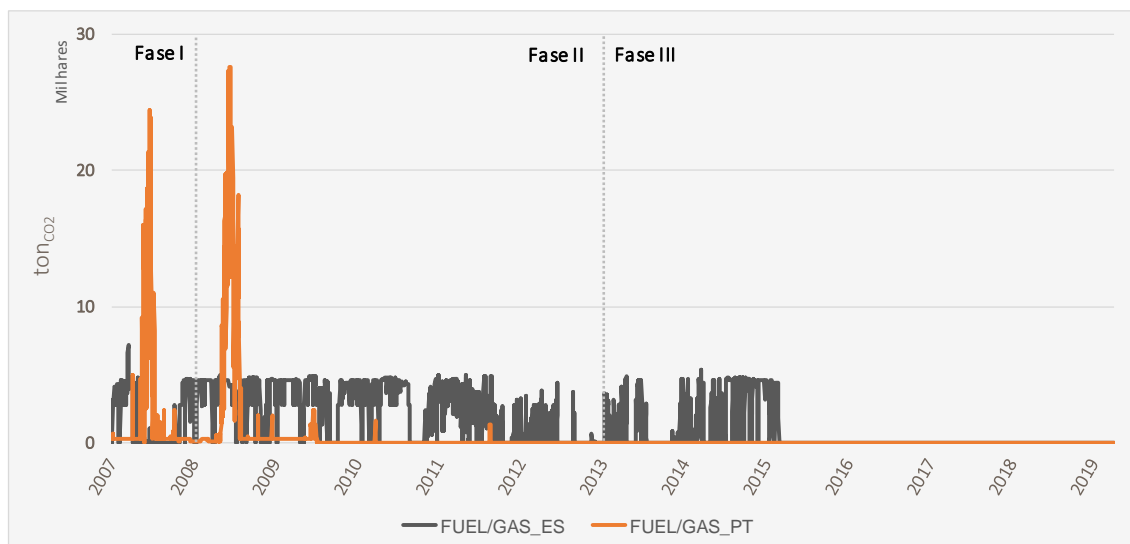
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, CNMC y ERSE.*

Por último, en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la producción de las centrales de fuel/gas (en tonCO<sub>2</sub>), la Figura 4-8 muestra, para el caso portugués, la existencia de dos puntas en el volumen de emisión, una observada en 2007 y otra

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

observada en 2008; a partir de la cual, los volúmenes se reducen drásticamente, habiendo permanecido nulos desde 2012 debido al cierre de las centrales de Carregado y de Setúbal. Por el mismo motivo, se observan en España, a partir de mediados de 2015, valores nulos de emisiones de CO<sub>2</sub> para las centrales de fuel/gas<sup>76</sup>.

**Figura 4-8 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales de fuel/gas en España(ES) y Portugal (PT). Julio 2007 - septiembre 2019**



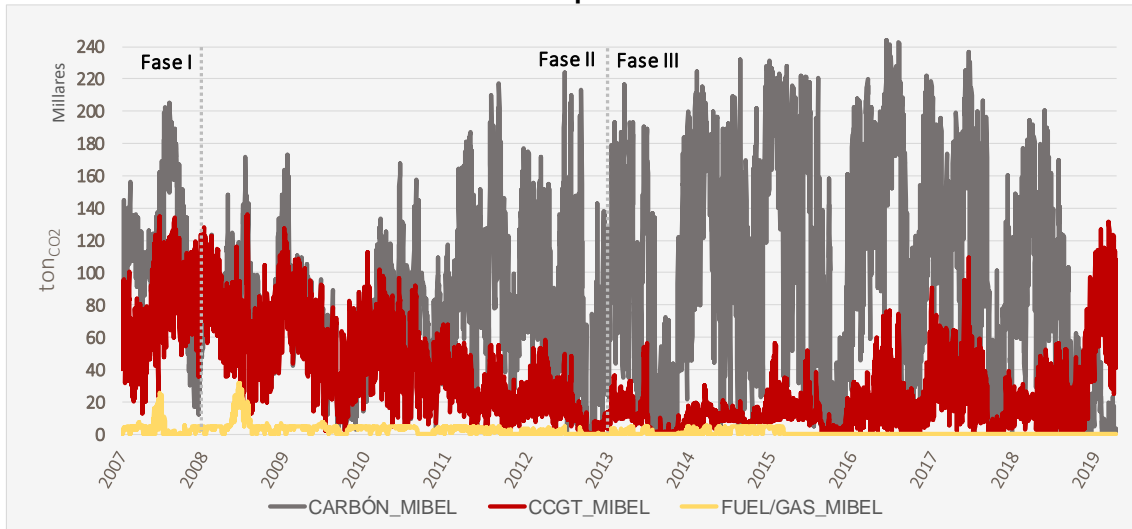
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, CNMC y ERSE.*

En la Figura 4-9 se reflejan, de forma conjunta, los datos representados anteriormente sobre la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (en ton<sub>CO2</sub>) para las referidas tecnologías en el MIBEL. Cabe destacar el elevado volumen de emisiones de CO<sub>2</sub> generado por las centrales de carbón en el MIBEL, en comparación con las emisiones totales generadas por las restantes tecnologías térmicas. Las centrales de fuel/gas en el MIBEL son poco relevantes en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

<sup>76</sup> Según la información proporcionada por REE, en 2015 ya no había capacidad instalada para las plantas de fuel/gas en el sistema peninsular español.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 4-9 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> por tecnología en el MIBEL.  
Julio 2007 - septiembre 2019**

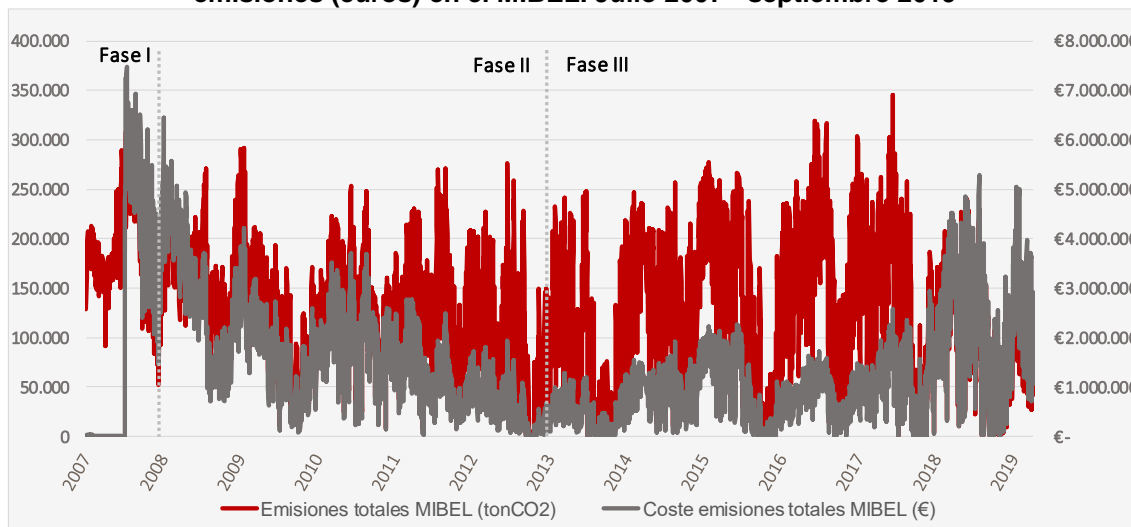


*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, CNMC y ERSE.*

En la Figura 4-10 se observa, a partir de 2018, una tendencia descendente de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en el MIBEL (en tonCO<sub>2</sub>). En cuanto al coste de los derechos asociados a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la producción de centrales térmicas en el MIBEL, este mantuvo una tendencia descendente entre 2007 y 2013, siendo ascendente a partir de ese año. Cabe concluir que el coste de los derechos asociados a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la producción de las centrales térmicas no está relacionado únicamente con el volumen de emisiones, sino también con el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, tal como se comenta en el Capítulo 3.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 4-10 Evolución de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> (ton) y del coste de dichas emisiones (euros) en el MIBEL. Julio 2007 - septiembre 2019**



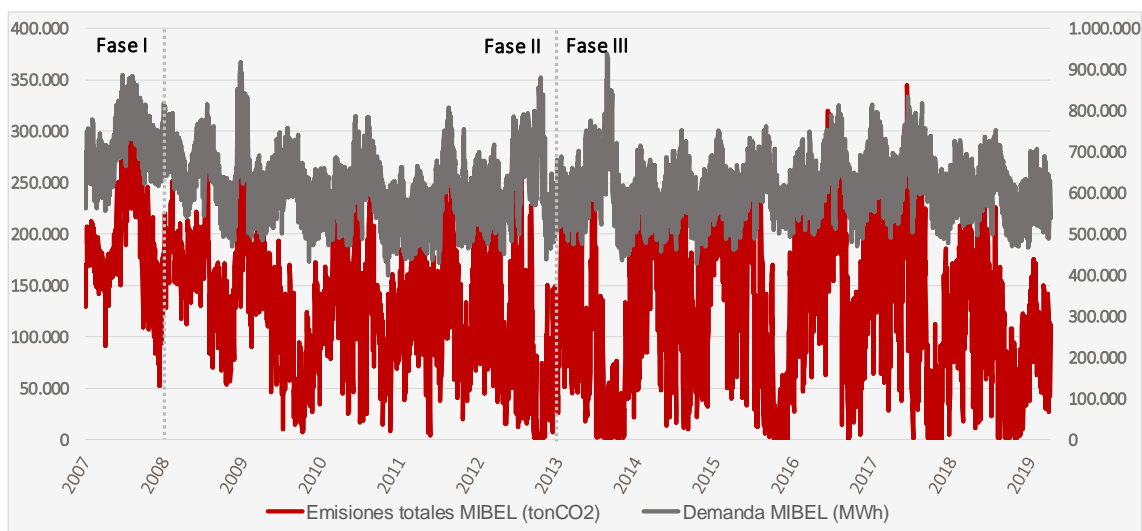
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, Thomson Reuters, CNMC y ERSE.*

En la Figura 4-11 se comparan las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, generadas por la producción de las centrales térmicas, con la demanda total de electricidad en el MIBEL. Estas variables presentan una correlación moderada de 0,37<sup>77</sup>, lo que se justificaría por el hecho de que, a menudo, la demanda de electricidad en el MIBEL es cubierta por tecnologías renovables, sin emisiones de CO<sub>2</sub>. Gráficamente se observa que, en muchas ocasiones, las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, generadas por la producción de las centrales térmicas, y la demanda total de electricidad en el MIBEL parecen no tener una relación directa.

<sup>77</sup> Marôco (2011) considera que las correlaciones son moderadas para  $0,25 \leq |r| < 0,5$ .

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Figura 4-11 Evolución de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> (ton) y la demanda total (MWh) en el MIBEL. Julio 2007 - septiembre 2019**



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, CNMC y ERSE.*

A partir del análisis anterior, se ha calculado la relación entre el coste total de las emisiones de CO<sub>2</sub> para las tecnologías térmicas (euros) y la demanda total de electricidad en el MIBEL (MWh). Esta relación refleja, de forma simplificada, el coste unitario que es soportado por la demanda total de electricidad en el MIBEL, en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la producción térmica despachada en el mercado diario (en euros por cada unidad de energía eléctrica comprada en el mercado diario).

En los siguientes cuadros (Cuadro 4-9 y Cuadro 4-10) se reflejan los valores estimados para cada año del periodo de análisis y para las tres fases de implementación del EU ETS.

En relación a los valores estimados para cada año, debe tenerse en cuenta que en el año 2008 se registra el mayor valor de relación entre el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> verificadas y la demanda total de electricidad en el MIBEL, debido a que, en dicho año, el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> registró su valor máximo (alrededor de 29 €/ton<sub>CO2</sub>), acompañado por el movimiento alcista de los mercados energéticos, en particular en el precio del petróleo tal y como se señala en el Capítulo 3.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

**Cuadro 4-9 Relación anual entre el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> y la demanda total de electricidad en el MIBEL. Julio 2007 – septiembre 2009**

	Coste emisiones totales MIBEL (M€)	Demanda MIBEL (TWh)	Coste emisiones MIBEL (€) / Demanda MIBEL (MWh)
<b>2007</b>	2.680 €	131	<b>0,02</b>
<b>2008</b>	1.554.795 €	265	<b>5,86</b>
<b>2009</b>	762.573 €	238	<b>3,21</b>
<b>2010</b>	588.443 €	227	<b>2,59</b>
<b>2011</b>	604.732 €	216	<b>2,80</b>
<b>2012</b>	346.733 €	228	<b>1,52</b>
<b>2013</b>	173.819 €	234	<b>0,74</b>
<b>2014</b>	238.452 €	223	<b>1,07</b>
<b>2015</b>	468.400 €	226	<b>2,08</b>
<b>2016</b>	240.163 €	233	<b>1,03</b>
<b>2017</b>	359.610 €	243	<b>1,48</b>
<b>2018</b>	687.595 €	234	<b>2,93</b>
<b>2019</b>	561.318 €	167	<b>3,37</b>

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, Thomson Reuters, CNMC y ERSE.*

Nota: los datos de 2007 se refieren al segundo semestre del año.

En el Cuadro 4-10 se recoge el análisis realizado, para la misma serie de datos, pero agregados para dos fases de implementación del EU ETS: i) Fases I y II (2007-2012); ii) Fase III (2012-2019); y, iii) todas las fases (2007-2019). Se concluye que las Fases I y II presentan un mayor valor, lo que refleja unos precios más altos de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. En la Fase III, los precios fueron bastante más bajos, entre 2013 y 2017, a pesar de que en 2018 los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> retomaron una senda alcista por las razones ya explicadas en el Capítulo 3.

**Cuadro 4-10 Relación entre el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> y la demanda total en el MIBEL**

Periodo	Coste emisiones MIBEL (€) / Demanda MIBEL (mWh)
Fases I e II	2,96
Fase III	1,75

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE, Thomson Reuters, CNMC y ERSE.*

Al comparar los resultados del cuadro anterior con los obtenidos del análisis econométrico, para los periodos analizados, se obtienen resultados complementarios tanto desde la perspectiva del análisis de regresión como desde la perspectiva de la demanda (relación entre el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de la demanda total en el MIBEL), evidenciando la importancia de cubrir la demanda de electricidad a través de tecnologías renovables, sin emisiones de CO<sub>2</sub>. El coste asociado a dichas emisiones es, de hecho, uno de los componentes de coste en el proceso de formación del precio de la



## **ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>**

electricidad en el MIBEL, lo que refuerza la importancia de las políticas de descarbonización seguidas por España y Portugal.

### 5 DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> Y LA NORMATIVA FINANCIERA

#### 5.1 LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EN EL ÁMBITO DE LA MIFID II

Con el objetivo de reforzar la integridad y garantizar el funcionamiento eficiente del mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, incluyendo la supervisión general de la actividad de negociación, se consideró adecuado completar las medidas adoptadas a través de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, con la integración de los derechos de emisión en el ámbito de aplicación de la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros (MiFID II), y del Reglamento (UE) N° 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo (MiFIR), clasificándolos como **instrumentos financieros**<sup>78</sup>. Cabe recordar que los derechos de emisión no estaban dentro del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/39/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004 (MiFID I).

De este modo, de acuerdo con el apartado 11, de la sección C, del Anexo I de la MiFID II, pasan a ser considerados instrumentos financieros los “*Derechos de emisión consistentes en unidades reconocidas a los efectos de la conformidad con los requisitos de la Directiva 2003/87/CE (Régimen de comercio de derechos de emisión)*”<sup>79</sup>.

En relación a los **derivados sobre derechos de emisión**, cabe mencionar que en el ámbito de la MiFID II la referencia a los mismos se recoge en el apartado 4<sup>80</sup> de la mencionada sección C del Anexo I, en lugar de incluirse en el apartado 10, como se recogía en la Directiva MiFID I. Como resultado de este cambio, los contratos de derivados sobre derechos de emisión son calificados como instrumentos financieros y no como derivados sobre materias primas a los efectos de aplicación de la MiFID II y de su normativa de desarrollo, ya que no se ajustan a la definición prevista en el punto 30, del apartado 1, del artículo 2 de la MiFIR<sup>81</sup>. En consecuencia, están excluidos de la

---

<sup>78</sup> De acuerdo con el considerando 11 de la MiFID II, la integración del mercado de derechos de emisión en el ámbito de la MiFID II fue considerada necesaria en el contexto de una serie de prácticas fraudulentas identificadas en los mercados secundarios de dichos derechos.

<sup>79</sup> En el ámbito de esta Directiva los derechos de emisión son derechos para emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono durante un determinado periodo, conforme a la definición del apartado a) del artículo 3 de la Directiva 2003/87/CE.

<sup>80</sup> El apartado 4, de la sección C, del Anexo I contempla los siguientes instrumentos financieros: “*Contratos de opciones, futuros, permutas (swaps), acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de derivados relacionados con valores, divisas, tipos de interés o rendimientos, **derechos de emisión** u otros instrumentos derivados, índices financieros o medidas financieras que puedan liquidarse en especie o en efectivo*”.

<sup>81</sup> De acuerdo con el punto 30, del apartado 1, del artículo 2 de MiFIR “*«derivados sobre materias primas»: los instrumentos financieros según la definición del artículo 4, apartado 1, punto 44, letra c), de la Directiva*

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

aplicación del artículo 57 de la MiFID II, que se refiere a los límites de posición y a los controles de la gestión de posiciones en derivados sobre materias primas.

Sin embargo, sí se aplican los requisitos de comunicación de posiciones previstos en el artículo 58 de la MiFID II, en la medida que dichos requisitos son de aplicación a las empresas de inversión o a los operadores de mercado que gestionen una plataforma de negociación en la que se negocien derivados sobre materias primas, derechos de emisión o sus derivados. Así, estas entidades deben:

- Publicar un informe semanal con las posiciones agregadas mantenidas por las distintas categorías de inversores para los diferentes derivados sobre materias primas o derechos de emisión o sus derivados, negociados en su plataforma de negociación, cuando el número de inversores y sus posiciones abiertas excedan los límites mínimos; y
- Facilitar a la autoridad competente, a solicitud de esta, un desglose completo de las posiciones mantenidas por todas las personas, incluidos los miembros o participantes y sus respectivos clientes, al menos diariamente.

En lo que respecta al ámbito de aplicación de la MiFID II, cabe recordar que la misma es de aplicación a las entidades que prestan de manera regular servicios de inversión y/o ejercen regularmente actividades de inversión a título profesional en relación a instrumentos financieros. En su ámbito de aplicación no deberá, por tanto, incluirse a personas que realicen una actividad distinta a la mencionada anteriormente. En relación a las personas que negocien derechos de emisión o sus derivados, están previstas un conjunto de excepciones. De este modo, la Directiva no se aplicaca a:

- Los **agentes** sujetos a las obligaciones establecidas en el ámbito de aplicación de la Directiva 2003/87/CE y que, al negociar derechos de emisión, no ejecuten órdenes de clientes, ni presten servicios de inversión o realicen servicios de inversión que no sean por cuenta propia, siempre y cuando dichos agentes no utilicen sistemas de negociación algorítmica de alta frecuencia<sup>82</sup>
- (a) Las personas que **negocien por cuenta propia**, incluidos los creadores de mercado, derivados sobre materias primas, derechos de emisión o sus

---

2014/65/UE relativos a una materia prima o un subyacente mencionados en su anexo I, sección C, punto 10, o en los puntos 5, 6, 7 y 10 de dicha sección.”.

<sup>82</sup> Según la excepción prevista en la letra e), del apartado 1, del artículo 2 de la MiFID II.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

derivados, con la excepción de las personas que negocien por cuenta propia cuando ejecutan órdenes de sus clientes; o

- (b) las personas que presten **servicios de inversión**, por cuenta ajena, en derivados sobre materias primas, derechos de emisión o sus derivados a los clientes o proveedores de su actividad principal<sup>83</sup>.

Siempre que:

- Esa actividad sea una actividad auxiliar de su actividad principal considerada a nivel de grupo<sup>84</sup>;
  - Esa actividad principal no consista en la prestación de servicios de inversión en el ámbito de la MiFID II, o de actividades bancarias en los términos de la Directiva 2013/36/UE del Parlamento Europeo y del Consejo;
  - No utilicen sistemas de negociación algorítmica de alta frecuencia;
  - Comuniquen anualmente a la autoridad competente relevante que recurren a esta excepción.
- Las personas que negocian derivados sobre materias primas, derechos de emisión o sus derivados pueden negociar también otros instrumentos financieros como parte de sus actividades comerciales de gestión del riesgo de tesorería para protegerse de riesgos, tales como el riesgo de tasa de cambio<sup>85</sup>.

Debe aclararse que las excepciones se aplican de forma acumulativa. Por ejemplo, la excepción descrita en la letra j), del apartado 1, del artículo 2 de la MiFID II puede utilizarse junto a la excepción prevista en la letra d), del apartado 1, del artículo 2 de dicha Directiva<sup>86</sup>.

---

<sup>83</sup> Según la excepción prevista en la letra j), del apartado 1, del artículo 2 de la MiFID II.

<sup>84</sup> Los criterios técnicos para determinar cuando una actividad es auxiliar respecto a la actividad principal están definidos en el Reglamento Delegado (UE) 2017/592 de la Comisión de 1 de diciembre de 2016 (RTS 20), teniendo en cuenta los criterios especificados en la Directiva.

<sup>85</sup> De acuerdo con el considerando 22 de la MiFID II.

<sup>86</sup> El artículo 2.1.d) establece que la Directiva no se aplica a: *“las personas que negocien por cuenta propia con instrumentos financieros distintos de los derivados sobre materias primas, derechos de emisión, o derivados de estos, y que no presten ningún otro servicio de inversión o realicen ninguna otra actividad de inversión con instrumentos financieros distintos de los derivados sobre materias primas o de derechos de emisión o derivados de estos, a no ser que tales personas:*

*i) sean creadores de mercado,*

*ii) sean miembros o participantes de un mercado regulado o un SMN, o tengan un acceso electrónico directo a un centro de negociación,*

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

Por último, teniendo en cuenta que algunos proveedores locales de energía y operadores de instalaciones industriales incluidos en el ámbito de aplicación del régimen de derechos de emisión de la Unión Europea, agrupan y externalizan en filiales no consolidadas sus actividades de negociación para la cobertura de sus riesgos comerciales, la MiFID II establece que también deberá ser posible excluir de su ámbito de aplicación a las empresas que estén controladas conjuntamente por proveedores locales de energía u operadores que están incluidos en el ámbito de aplicación del artículo 3, letra f), de la Directiva 2003/87/CE que que no presten más servicios que los servicios de inversión que prestan a dichos proveedores locales de energía u operadores, siempre y cuando estas empresas o titulares estuviesen exentos en virtud del artículo 2, apartado 1, letra j), de la mencionada Directiva<sup>87</sup>.

Sin embargo, al objeto de asegurar las garantías previstas y que los inversores estén adecuadamente protegidos, los Estados miembros que opten por eximir a las mencionadas empresas de participación conjunta deberán sometarlas a requisitos que sean, al menos, similares a los establecidos en la presente Directiva, en particular, durante la fase de autorización, al evaluar su reputación y experiencia, así como la idoneidad de los accionistas, en la revisión de las condiciones de autorización inicial y de supervisión continua, así como en relación al cumplimiento de las reglas de conducta<sup>88</sup>.

### **5.2 DERIVADOS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN EN EL ÁMBITO DE EMIR**

En lo que respecta a los contratos de derivados sobre derechos de emisión, debe tenerse en cuenta que quedan dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de la Unión Europea N° 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012 relativo a los derivados OTC<sup>89</sup>, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR), toda vez que dichos contratos están dentro del concepto de

---

*iii) apliquen una técnica de negociación algorítmica de alta frecuencia, o*

*iv) negocien por cuenta propia cuando ejecutan órdenes de clientes.*

*Las personas exentas al amparo de las letras a), i) o j), no tendrán que cumplir las condiciones establecidas en el presente punto para quedar exentas;”.*

<sup>87</sup> De acuerdo al considerando 29 de la MiFID II.

<sup>88</sup> De acuerdo a la excepción opcional prevista en las letras d) y e), del apartado 1, del artículo 3 de la MiFID II.

<sup>89</sup> De acuerdo con el apartado 7 del artículo 2 de EMIR “ «derivado extrabursátil» o «contrato de derivados OTC»: un contrato de derivados cuya ejecución no tiene lugar en un mercado regulado, tal como se define en el artículo 4, apartado 1, punto 14, de la Directiva 2004/39/CE [que se corresponde actualmente con el artículo 4, apartado 1, punto 21 de la MiFID II] o en un mercado de un tercer país que se considere equivalente a un mercado regulado de conformidad con el artículo 2º-A del presente Reglamento.”

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

contratos de derivados a efectos de aplicación de este Reglamento. De acuerdo con el apartado 5 del artículo 2 de EMIR, un contrato de derivados es un instrumento financiero de los enumerados en los apartados del 4 al 10, de la sección C, del Anexo I de la MiFID II. Teniendo en cuenta que los derivados sobre derechos de emisión están incluidos en el apartado 4, de la sección C, del Anexo I de la MiFID II, los mismos quedan sujetos a las obligaciones establecidas en EMIR que, en términos generales, son las siguientes:

- Comunicar la información relativa a los contratos de derivados a un registro de operaciones;
- Compensación centralizada (a través de una cámara de contrapartida central), aplicable a determinados derivados *Over-the-Counter* (“OTC”); e
- Implementar técnicas de mitigación de riesgos para derivados OTC no compensados de forma centralizada.

Cabe señalar que el Reglamento (EU) 2019/834 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de mayo de 2019 (EMIR REFIT), que entró en vigor el 17 de junio de 2019, modifica EMIR en lo que respecta a la obligación de compensación, a la suspensión de la obligación de compensación, a los requisitos de comunicación de información, a las técnicas de mitigación de riesgos para los contratos de derivados OTC no compensados a través de entidades de contrapartida central, al registro y supervisión de los registros de operaciones y a los requisitos aplicables a los registros de operaciones. Las modificaciones introducidas a través de este Reglamento tienen como objetivo simplificar determinados requisitos establecidos en EMIR, adoptando un enfoque más proporcionado.

En este contexto, se identifican los principales aspectos y cambios introducidos por EMIR REFIT en relación con las obligaciones de compensación y de comunicación de la información a registros de operaciones, para las contrapartes no financieras:

- Respecto a la **obligación de compensación**, debe tenerse en cuenta lo siguiente:
  - i. Solo las contrapartes no financieras (CNF) que cumplan las condiciones establecidas en el artículo 10.1 de EMIR (en adelante, CNF+), según la redacción dada por EMIR REFIT, están sujetas a la obligación de compensación, en los términos establecidos en los artículos 4 y 10 de EMIR, de acuerdo a la redacción dada por EMIR REFIT;
  - ii. A efectos de la obligación de compensación, las contrapartes financieras (CF) y las CNF calcularán su posición media agregada, correspondiente a los 12 meses

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

anteriores, al final de mes<sup>90</sup>. Si las CF y las CNF no calculan sus posiciones o el resultado de dicho cálculo excede cualquiera de los umbrales de compensación establecidos, las contrapartes: i) deben notificarlo inmediatamente a ESMA y a la autoridad respectiva, ii) deben celebrar acuerdos de compensación en el plazo de los cuatro meses siguientes a la notificación, y iii) estarán sujetas a la obligación de compensación, en los siguientes términos:

- En el caso de CF y de CNF que no efectúen el cálculo de sus posiciones, la obligación de compensación se aplica a los contratos de derivados OTC incluidos en todas las categorías de derivados OTC que están sujetas a la obligación de compensación;
  - En el caso de CNF que efectúen el cálculo de sus posiciones y que excedan el umbral de compensación para determinadas clases de activos, la obligación de compensación se aplica a todos los contratos de derivados OTC incluidos solo en aquellas clases de derivados OTC que están sujetos a la obligación de compensación.
- En lo que respecta a la **obligación de comunicación** de información a los registros de operaciones en el ámbito del artículo 9, se introducen modificaciones significativas, sobretudo en relación a las CNF, en particular:
- i. Quedan exentas de la obligación de comunicación las transacciones sobre contratos de derivados celebrados entre entidades que integren o pertenezcan al mismo grupo (transacciones intragrupo) si, al menos, una de las contrapartes es una CNF, o fuera considerada como tal si estuviera establecida en la Unión, siempre que: i) ambas contrapartes estén incluidas en el mismo perímetro de consolidación, ii) ambas contrapartes estén sujetas a procedimientos centralizados de evaluación, medición y control de riesgos adecuados; y iii) la empresa matriz no es una CF. Con este fin, las contrapartes deben notificar a su respectiva autoridad competente su intención de aplicar la excepción, de acuerdo con lo dispuesto en el párrafo 4º, del apartado 1, del artículo 9 de EMIR, en la redacción dada por EMIR REFIT.
  - ii. A partir del 18 de junio de 2020, las CF serán las responsables, en exclusiva (también en términos jurídicos), de la comunicación, en nombre de ambas contrapartes, de la información de los contratos de derivados OTC que realicen

---

<sup>90</sup> Para el cálculo de sus posiciones las CF tienen que incluir todos los contratos de derivados OTC negociado por ella o por otras entidades del grupo al que pertenece, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 4-A de EMIR REFIT.

## **ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>**

con una CNF que no cumpla las condiciones establecidas en el artículo 10.1 (en adelante, CNF-), así como de garantizar la exactitud de la información comunicada. Para ello, las CNF deben proporcionar a las CF toda la información que estas últimas no tengan en su poder. No obstante, las CNF podrían decidir comunicar directamente la información de los contratos a un registro de operaciones, debiendo informar, en este caso, a las CF de tal decisión.