

**Fase II del Mercado de Emisiones de la UE –
El potencial y la magnitud de los beneficios
injustificados en el sector eléctrico**

Informe para
WWF/Adena

preparado por

Point Carbon Advisory Services

Abril de 2008

Resumen ejecutivo

WWF ha encargado a Point Carbon la realización de un estudio para evaluar el potencial y la magnitud de los beneficios injustificados en el sector eléctrico en una serie de países seleccionados (Reino Unido, Alemania, España, Italia y Polonia) durante la Fase II del Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (ETS en Inglés) de la Unión Europea, entre 2008 y 2012. En este informe definimos como beneficios injustificados los acumulados en concepto de generación de energía (con emisiones de CO₂) si el beneficio adicional obtenido de la repercusión de los costes de CO₂ (oportunidad) a los precios de la energía exceden del nivel de costes de cumplimiento incurridos por los generadores de energía térmica en virtud de dicho régimen.

Las principales conclusiones son las siguientes:

- El nivel de beneficios injustificados estimado por Point Carbon es significativo en muchos países. El nivel estimado durante el segundo período del ETS de la UE (2008 – 2012) en los cinco países incluidos en este estudio, sobre la base de un precio del EUA (derecho de emisión de la Unión Europea) de entre 21 y 32 € la tonelada de CO₂, y de diversas hipótesis de repercutirlos en los precios, se sitúa entre 23.000 y 71.000 millones de euros en total.
- Los beneficios injustificados son más altos en los países que tienen un mayor nivel de repercusión de los costes de CO₂ a los precios mayoristas de la energía, países con instalaciones de alta intensidad de emisiones (carbón) que fijan los precios la mayoría de las veces, y en países que asignan el mayor porcentaje de derechos de emisión gratuitos al sector eléctrico.
- Estimamos los más altos niveles de beneficios injustificados en Alemania (entre 14.000 y 34.000 millones de €) y en Reino Unido (6.000 a 15.000 millones de €), debido al alto nivel de repercusión y al relativamente alto nivel de intensidad de emisiones de las instalaciones marginales. Los sistemas de generación más dominados por tecnologías de bajas emisiones tienden a tener menores niveles de beneficios, como es el caso de España (1.000 a 4.000 millones de €);
- Los beneficios injustificados se crean como consecuencia de la asignación gratuita de EUAs a la generación. Como tal, se trata más de una decisión política que una consecuencia de algún tipo de actividad impropia por parte de los generadores individuales. La CE ha propuesto anular la asignación gratuita de EUAs al sector eléctrico a partir de 2013, y sustituirla por la asignación de EUA mediante subastas, por lo cual esta situación solamente debería persistir durante la Fase II y no se deberían producir beneficios injustificados a partir de 2013;
- La asignación gratuita a instalaciones individuales con alta intensidad de emisiones de carbono reduce los incentivos ofrecidos por el Régimen para invertir en tecnología de generación con bajo nivel de emisiones, con lo que se contrarresta uno de los principales objetivos del Régimen;
- Un alto nivel de repercusión en los precios es más coherente con cada instalación de generación individual funcionando eficientemente. Esto se debe a que es cuando las empresas generadoras actúan teniendo en cuenta el precio real del CO₂ en sus decisiones de explotación de instalaciones que se consiguen las principales ventajas a corto plazo del ETS: promover el uso de instalaciones con menores niveles de CO₂ a

costa de instalaciones con mayores niveles de emisiones de CO₂. Si una instalación no genera en función de estas señales, el sistema eléctrico no está optimizando plenamente el uso de la instalación. Es decir, no está utilizando la instalación de menor coste (medido como coste marginal a corto plazo) para satisfacer la demanda. Considerando esta situación, creemos que no es el nivel de repercusión en los precios el que genera los beneficios injustificados, sino el nivel de asignación gratuita.

- Los beneficios de la cadena integral de valor en el sector eléctrico dependerá de la habilidad de las empresas distribuidoras de repercutir los costes más altos de generación a los consumidores. En este informe se identifican sólo los beneficios injustificados que reciben el sector de generación del mercado, puesto que estamos analizando la repercusión de los costes a los mercados mayoristas. En los países en los que los precios están regulados, las empresas generadoras pueden no tener la capacidad de repercutir completamente estos costes en los precios al consumidor, de forma que pueden no generarse estos beneficios injustificados.

Índice

Resumen Ejecutivo	2
1 Introducción.....	5
1.1 Antecedentes del ETS de la UE	5
1.2 Asignaciones	6
1.3 Definición de beneficios injustificados	9
2 Metodología e hipótesis	10
2.1 Cálculo del beneficio injustificado.	10
2.2 Hipótesis del precio de las emisiones de CO ₂	11
2.3 Emisiones de generación térmica	11
2.4 Nivel de asignación gratuita	12
2.5 Central determinadora del precio por sistema	14
2.6 Hipótesis de nivel de repercusión	15
2.7 Resumen de las principales hipótesis	20
3 Resumen de resultados y conclusiones	21
3.1 Resumen de resultados	21
3.2 Conclusiones de los resultados	22
Apéndice 1: Glosario de términos	24
Apéndice 2: Teoría de la repercusión a los precios de la electricidad	27

Limitación de responsabilidad

Las opiniones contenidas en este informe son las sostenidas por Point Carbon. Point Carbon considera que la información contenida, los análisis presentados y las opiniones presentadas en este documento son sensatos. No obstante, todos los involucrados deberán recurrir a su propio buen juicio al utilizar la información contenida en este informe. Point Carbon no asume compromiso ni garantía alguno, explícito o implícito, en cuanto a la exactitud o integridad de dicha información. Asimismo, Point Carbon no asume responsabilidad alguna por las pérdidas o daños que alguien pudiese sufrir como consecuencia de la información contenida en este informe.

1 Introducción

WWF ha pedido a Point Carbon la realización de un estudio para evaluar el potencial y la magnitud de los beneficios injustificados en los sectores eléctricos de una serie de países durante la Fase II del Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (ETS) de la Unión Europea, entre 2008 y 2012.

Los países evaluados (Alemania, Reino Unido, España, Italia y Polonia) han sido elegidos para que el informe cubra diferentes regiones geográficas de Europa y refleje diferentes estructuras de los mercados de energía. La diferencia en estos sistemas eléctricos se reflejará en los combustibles empleados para generación, el tipo de instalaciones responsables de fijar los precios y el nivel de repercusión en los precios de la electricidad.

1.1 Antecedentes del ETS de la UE

El Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (ETS) de la Unión Europea fue establecido mediante la legislación vinculante propuesta por la Comisión Europea (CE) y aprobada por los estados miembros de la UE y el Parlamento Europeo. El Régimen se basa en seis principios fundamentales:

- Se trata de un sistema basado en ‘limitar y comerciar’;
- Actualmente se hace hincapié en la reducción de las emisiones de CO₂ procedente del sector eléctrico y de emisores industriales;
- La implementación se efectúa en fases, con revisiones periódicas y posibilidades de ampliación a otros gases y sectores. Para este informe se nos ha pedido que nos centremos específicamente en el sector eléctrico.
- Los planes de asignación de derechos de emisión se determinan periódicamente, por adelantado, para cada fase;
- Incluyen un sólido marco de cumplimiento;
- El mercado es toda la UE, aunque se aprovechan oportunidades de reducción de emisiones en el resto del mundo a través del vínculo con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la Implementación Conjunta (IC) del Protocolo de Kioto, e incorpora vínculos con mecanismos compatibles en terceros países.

El elemento central del ETS es la ‘moneda’ común de compraventa de derechos de emisión. Un derecho (EUA, siglas en inglés de Derecho de emisión de la Unión Europea) representa el derecho de emitir una tonelada de CO₂. Para la primera (2005 hasta 2007) y segunda fases (2008 hasta 2012), se ha encargado a los estados miembros la tarea de elaborar Planes Nacionales de Asignación (PNA), que otorgan a cada instalación participante del ETS una cierta cantidad de derechos gratuitos, permitiéndoles emitir sin coste alguno la cantidad correspondiente de CO₂.

El límite, o ‘tope’, en el número de derechos asignados crea la escasez necesaria para que surja un mercado de compraventa. Las empresas que mantienen sus emisiones por debajo del nivel de sus derechos pueden vender sus excedentes a un precio determinado por la oferta y la

demanda de cada momento. Las que tienen dificultades para no sobrepasar sus límites de emisiones tienen la posibilidad de elegir las opciones de menor coste: adoptar medidas para reducir sus emisiones —invertir en tecnologías energéticamente más eficientes o utilizar fuentes de energía con menor densidad de carbono—, comprar los derechos adicionales que necesiten a precio de mercado o una combinación de ambas. Teóricamente, esto garantiza que las emisiones se reduzcan de la manera más económica.

1.2 Asignaciones

1.2.1 NIVELES DE PNA

En la Fase I del ETS (2005-07) se facilitaron a las instalaciones más derechos de los que necesitaban debido al hecho de que los planes de asignación estaban basados en estimaciones de emisiones y no en emisiones medidas y verificadas de manera independiente. Esto provocó una caída de los precios a finales de 2006, que se situaron en menos de 0,30 céntimos de € por tonelada a mediados de 2007.

Ahora se ha fijado el nivel total de asignación para la Fase II, y la CE ha hecho conocer sus comentarios acerca de cada uno de los PNA de los 27 estados miembros de la UE. Calculamos que el nivel de asignación se sitúa en torno a las 200 tm/año menos que las previsiones actuales de emisiones, basadas en los precios de combustibles y de CO₂.

1.2.2 MÉTODO DE ASIGNACIÓN

Para posibilitar a las empresas de la UE un “aterizaje suave” en la compraventa de emisiones, en especial considerando el hecho de que la UE fue la única región que implementó un plan de compraventa de emisiones de este tipo, la Directiva del ETS de la UE determinó que la mayoría de los derechos debían asignarse a las instalaciones gratuitamente, al menos el 95% durante la fase inicial, y al menos el 90% en la Fase II, desde 2008 hasta 2012.

En la Fase I, los sectores industriales cubiertos por el ETS recibieron sus asignaciones en función de la proyección de sus requisitos, siendo el sector eléctrico el que debió afrontar la mayor carga de la reducción. Esto se debe a que el sector eléctrico no está expuesto a la competencia internacional, a que tiene el mayor potencial de reducción de emisiones (por ejemplo, abandonando la generación a base de carbón y adoptando la generación a base de gas) y, lo más importante, a que tiene la posibilidad de repercutir los costes de compra de derechos a los precios de la electricidad.

Las opciones para la asignación de derechos de emisión en un régimen de compraventa son:

- **Derechos históricos**, en virtud de los cuales la instalación recibe derechos en función de los requisitos históricos o previstos para el futuro;
- **Parámetros de referencia**, en virtud de los cuales se asignan a la instalación derechos en función de una serie de parámetros específicos;
- **Subasta**, en virtud de la cual la instalación recibe derechos en función de los precios que esté dispuesta a pagar en una subasta.

Las dos primeras modalidades asignan derechos gratuitamente. La modalidad de derechos históricos fue el método de asignación más habitualmente utilizado en la Fase I y sigue empleándose ampliamente en la Fase II, aunque cada vez más países usan el de parámetros de referencia, en especial en el sector eléctrico.

Aunque se ha dado a los estados miembros la opción de subastar hasta el 10% de los derechos durante la Fase II, solamente 11 de ellos se han inclinado por esta opción.

Esto implica que se subastarán aproximadamente 75 tm/año, en comparación con un total teórico de unas 200 tm/año. Es decir, aproximadamente el 4% de los derechos.

Como parte del proceso de revisión de la Directiva del ETS de la UE, que implementa cambios en el Régimen a partir de 2013, la CE ha propuesto que desde el inicio de la Fase III (2013) se subastará el 100% de la asignación al sector eléctrico.

1.2.3 REPERCUSIÓN DE LOS COSTES DE OPORTUNIDAD

La asignación gratuita de la vasta mayoría de los derechos ha sido un tema políticamente problemático en la Fase I del ETS de la UE. Más específicamente, ha sido la repercusión del coste de oportunidad de los derechos que se asignaron gratuitamente a las tarifas de electricidad el factor particularmente controvertido. A continuación analizaremos por qué debería ser así teóricamente y cómo da lugar a los que se han dado en denominar beneficios injustificados.

Al analizar el impacto del precio de las emisiones de CO₂ en la estructura de precios de la energía en un mercado eléctrico liberalizado, es importante destacar que, desde una perspectiva de optimización económica, es incorrecto suponer que si todos los derechos de emisiones de CO₂ se proporcionasen gratuitamente al operador, el precio al contado de las emisiones CO₂ no influiría en las tarifas de electricidad. Esto se debe a que el precio de CO₂ se convierte en un coste de oportunidad para el generador, que debe tomar en cuenta para decidir generar.

El precio de CO₂ es un coste de oportunidad ya que a la hora de decidir generar, un productor de electricidad utilizará tanto su combustible como los derechos de CO₂ necesarios para contrarrestar las emisiones de dicha generación. En los mercados eléctricos más liberalizados, los generadores generarán electricidad solamente si los ingresos de venta de la electricidad son superiores a los ingresos que podría obtener vendiendo el combustible y sus derechos de CO₂ en los respectivos mercados a término. Esto influirá sobre los precios de la electricidad, ya que el mercado eléctrico debe ofrecer un nivel de remuneración más alto a los generadores para asegurarse el mismo volumen de electricidad. No obstante, esto no significa necesariamente que el precio de CO₂ influirá en todo momento en el precio de la electricidad.

En un sistema eléctrico más liberalizado, los costes de oportunidad combinados del combustible y de los derechos de CO₂ del generador marginal deben ser superiores al precio de la electricidad para que el sistema tenga un nivel de generación suficiente para atender a la demanda. Si el precio de la electricidad no excede de estos costes marginales a corto plazo, al generador marginal le resultará más rentable vender el combustible y los derechos de CO₂ que generar. Así, el precio deberá cambiar para que exista generación suficiente para satisfacer la demanda del sistema. Si el precio de la electricidad es superior a estos costes de oportunidad a corto plazo (por ejemplo, como consecuencia de estar recuperando algunos costes fijos), no será necesario el ajuste del precio de mercado. Es decir, por cuanto no se incurre en costes y son

simplemente de oportunidad, el nivel de recuperación de costes fijos no se verá afectado y, por consiguiente, resulta más económico generar incluso sin cambiar el precio de oferta. Si los precios cambian incluso no habiendo necesidad, esto será evidencia de alguna forma de dominio del mercado.

Además de ser fuente de costes de oportunidad, el sector de generación de electricidad incurrió en algunos costes del RCDDE de la UE II como consecuencia de la escasez de derechos en 2005 y 2006 (y en la Fase II será más breve, en comparación con la Fase I). Los generadores querrán recuperar los costes asociados con los derechos que necesitan adquirir en el mercado para cubrir las emisiones asociadas con la generación. A medida que esta situación se vaya haciendo más habitual (menos asignaciones gratuitas y más costes incurridos), prevemos que las repercusiones sobre el precio de la electricidad se incrementarán a todos los períodos, por cuanto comenzará a impactar en el nivel de los costes fijos recuperados.

En síntesis, afirmamos que:

- La repercusión del valor de los derechos de CO₂ como coste de oportunidad es necesaria si el coste de estos derechos de CO₂ va a influir en el uso de las instalaciones eléctricas y, por extensión, en los niveles de emisiones de dicho sector. Si los generadores no toman esto en cuenta en sus decisiones de distribución y de fijación de precios, la aplicación de ETS habrá en gran medida fracasado en este sector;
- Cuanto más liberalizado esté un mercado eléctrico, más operadores se basarán en los precios al contado para sus decisiones de distribución. Y mayor será el nivel de repercusión de los costes de oportunidad de emisiones de CO₂ en el precio mayorista de la electricidad. En los sectores eléctricos más regulados, la regulación de las tarifas al usuario final y, en ocasiones, la ausencia de mercados al contado significativos, pueden implicar que la repercusión de los costes de oportunidad no sea obra de los generadores, lo que generará un nivel subóptimo de distribución de electricidad y mayores niveles de emisiones de lo que pueda ser económicamente racional.
- Esto implicará que los precios de la electricidad sufrirán un incremento como consecuencia de la imposición del ETS. Para este régimen es importante influir sobre los comportamientos, ya que ello genera beneficios adicionales a los métodos de generación con bajas emisiones de CO₂ y, al mismo tiempo, promueve una reducción de la demanda y un incremento de las medidas de racionalización.
- Proporcionar una asignación gratuita a los generadores de energía térmica (que produce CO₂) del sector eléctrico:
 - contrarrestar parte del incentivo de invertir en el futuro en instalaciones con bajos niveles de emisiones de CO₂ (al proporcionar una subvención a formas de generación con mayores niveles de carbón), aunque no debería afectar a la distribución óptima de la instalación existente;
 - proporcionar significativos beneficios adicionales a través de los costes de oportunidad, no compensados por un coste incurrido, repercutidos en los precios de la electricidad. Son estos beneficios los que han sido denominados beneficios injustificados, y que han sido identificados como un problema por el ETS de la UE.

En el Apéndice 2 incluimos detalles adicionales de la teoría de repercusión de los costes de oportunidad en los precios de la electricidad.

1.3 Definición de beneficios injustificados

En este informe denominamos beneficio sobrevenido los acumulados en concepto de la generación de energía térmica si los ingresos adicionales obtenidos de la repercusión de los costes de emisiones de CO₂ (oportunidad) a los precios de la energía exceden del nivel de los costes de cumplimiento incurridos por los generadores de energía térmica en virtud de dicho Régimen.

Esto implica que los beneficios injustificados dependen de:

- el incremento de los ingresos derivado de repercutir tanto los costes de oportunidad como los incurridos en el precio de la electricidad. A su vez, esto depende de:
 - la instalación del sistema eléctrico que determina el precio marginal. En general, los sistemas eléctricos europeos tienden a considerar el carbón o el gas como el generador que determina el precio marginal. El que sea el gas o el carbón el margen dependerá en gran medida de la combinación de la capacidad instalada de cada sistema eléctrico, así como del nivel relativo de los precios de los combustibles. Considerando las fluctuaciones estacionales de los precios de algunos combustibles (en especial del gas natural), el gas y el carbón pueden ser los insumos marginales en diferentes momentos del año en algunos sistemas que tienen una capacidad instalada razonablemente equilibrada entre ambos combustibles. También otros combustibles pueden ser el factor marginal en algunos sistemas (el petróleo, por ejemplo), pero esto es cada vez menos habitual;
 - el nivel de repercusión en el precio de la electricidad, que es una función del grado de liberalización y de la medida en que la distribución está regida por los precios al contado; y
 - el nivel de los precios de emisiones de CO₂.
- los costes incurridos para cumplir el ETS, que son una función del nivel de emisiones del sector térmico, del nivel de asignación gratuita al sector y del nivel de los precios de emisiones de CO₂.

En virtud de esta definición, si el nivel de asignaciones gratuitas es cero, el nivel de beneficios injustificados de la generación de energía térmica también tenderá a cero (de hecho, esperamos ver un coste neto). Como tal, prevemos que el nivel de beneficios injustificados del sector eléctrico en la Fase III (para la cual se propone que todos los derechos asignados al sector eléctrico se subasten) tenderán a cero. Además, se trata de una definición de beneficio basada en los ingresos, lo que implica que se toman en cuenta los cálculos de beneficios netos antes de intereses, impuestos y amortizaciones.

A continuación procederemos a evaluar cuál será el nivel de beneficios injustificados previsto para la Fase II, durante la cual se mantendrá un alto nivel de asignaciones gratuitas.

2 Metodología e hipótesis

2.1 Cálculo del beneficio sobrevenido

Tal y como hemos expuesto en el capítulo precedente, hemos definido como devengo de beneficios injustificados en concepto de generación de energía térmica el beneficio adicional neto percibido por este sector como consecuencia de un incremento en los ingresos de las instalaciones como consecuencia de la implantación del ETS de la UE, menos los costes de cumplimiento incurridos del sector.

Figura 2-1 Fórmula de estimación de los beneficios injustificados

<p>Beneficio sobrevenido = $TR_t - TC_t$</p> <p>$TR_t = TGEN * P_{CO_2} * CPT * EF_{psp}$</p> <p>$TC_t = (E_t - FAL_t) * P_{CO_2}$</p> <p>Siendo:</p> <p>TR = Ingresos Totales</p> <p>TC = Coste total</p> <p>TGEN = Generación térmica</p> <p>P_{CO_2} = Precio de las emisiones de CO₂</p> <p>CPT = repercusión de costes</p> <p>EF = Factor de emisiones</p> <p>E = Emisiones</p> <p>FAL = Asignación gratuita</p> <p>Subíndices:</p> <p>t = instalación térmica</p> <p>psp = instalación que determina el precio</p>
--

Destacamos que, al calcular los beneficios injustificados, hemos:

- Incluido solamente centrales térmicas (emisoras de CO₂). Las centrales no emisoras, como las de energías renovables y nuclear, no reciben ninguna asignación, pero se benefician del aumento de los precios de la electricidad como consecuencia de la repercusión de los precios de emisiones de CO₂. Es un elemento importante en la manera en que el ETS de la UE influirá en este sector. En este informe calculamos los ingresos totales que devengará el sector eléctrico en su totalidad, en cada país, desde la introducción del precio de las emisiones de carbono;
- Incluido la generación y las emisiones de centrales que producen electricidad, y excluido la generación desde centrales de calor y energía combinados (CHP, por sus siglas en inglés). Esto se debe a que estas instalaciones mayormente distribuyen electricidad en función de los requisitos de calor y raramente su producción se cotiza en los mercados mayoristas;

- Estimado los beneficios injustificados acumulados solamente por el sector de generación del mercado, por cuanto pretendemos evaluar la repercusión de los costes a los mercados mayoristas. Los beneficios de la cadena de valor íntegra dependerán de la capacidad de los proveedores de repercutir mayores costes de generación a los clientes finales. Esta capacidad será diferente en los diversos sistemas y está fuera del ámbito de este informe;
- Estimado los beneficios injustificados acumulados por el sector de generación de energía térmica en cada país, en lugar de los de generadores individuales. Los cambios en los beneficios de un generador individual dependerán de sus instalaciones específicas y de la manera en que éstas se vean afectadas por la adición de un precio por las emisiones de CO₂ y por los cambios en el orden de mérito de la maquinaria generadora.

2.2 Hipótesis del precio de las emisiones de CO₂

En nuestra evaluación del nivel de los beneficios injustificados hemos utilizado dos precios de las emisiones de CO₂:

- Curva de futuros de los precios de cierre en el mercado secundario (OTC): utilizamos una media del período de 2008 a 2012. La curva utilizada corresponde al mismo día que los precios de combustible que hemos utilizado en nuestro modelo para calcular los niveles de emisiones de la generación térmica; y
- Una evaluación del coste medio implícito de cambio de combustible para 2009, aplicando los precios de combustible vigentes al 24 de enero de 2008. Es el precio medio de las emisiones de CO₂ que harían que el gas resultase competitivo con respecto al petróleo en el orden de méritos, empleando la media de precios anuales de combustibles. Destacamos que no se trata de nuestra previsión fundamental del precio medio en el período quinquenal, ya que no refleja las repercusiones de la importación de créditos por RCE/URE para satisfacer la demanda, ni el precio posterior a 2012 en el caso de una posición anual.

Tabla 2-1 Precios de los EUA para evaluar los niveles de beneficios injustificados

€/tCO ₂	Precio medio de EUA 08-12
Precio implícito de cambio de combustible ¹	32
Mercado de futuros (24 de enero de 2008) ²	21

¹ Basado en un coste implícito de cambio de combustible en 2009 a los precios del 24 de enero de 2008

² Basado en los precios de cierre en el mercado secundario de Point Carbon, media del período dic. 2008-12. (<http://www.pointcarbon.com/Home/Market%20prices/Methodology/category745.html>)

2.3 Emisiones de generación térmica

El nivel previsto de emisiones de CO₂ del sector eléctrico está basado en el modelo patentado de previsión del mercado de CO₂ de Point Carbon, Carbon Market Trader (CMT). El modelo CMT estima las emisiones del sector eléctrico utilizando una detallada base de datos de instalaciones de generación individuales de cada central cubierta por el ETS de la UE. Incluimos hipótesis sobre la evolución del sector que toman en cuenta el cierre de centrales existentes y la construcción de otras nuevas con diferentes tecnologías (por ejemplo, centrales no térmicas). Estas hipótesis están basadas

en: información de dominio público sobre proyectos en construcción o anunciados; y nuestras opiniones sobre las implicaciones de medidas políticas dirigidas al sector, incluyendo las que apuntan a fomentar el uso eficiente de energía y las formas de generación renovables.

Asimismo, el modelo incluye hipótesis sobre:

- Las curvas de futuros del precio de los combustibles en el mercado actual, además de nuestro modelo de maquinaria generadora central por central. Los precios de los combustibles están basados en los precios del mercado de futuros (tomados el 24 de enero 2008), que combinamos con estimaciones de costes de transporte específicos de las centrales para obtener los precios de los combustibles entregados;
- Previsiones de la demanda de electricidad. Basados en datos de UCTE, Eurelectric y Eurostat.

A continuación, el modelo estima el nivel de las emisiones futuras tomando en cuenta la central de más bajo coste (basada en los costes marginales a corto plazo con carbono incluido) disponible para satisfacer la demanda en un momento dado. Los resultados de la optimización, en términos de emisiones térmicas del sector eléctrico, aparecen reflejados en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2 Nivel medio de generación y emisiones anuales del sector eléctrico (2008-12)

País	Total generación sector eléctrico (08-12) TWh/año	Generación térmica sector eléctrico (08-12) ¹ TWh/año	Emisiones del sector eléctrico (08-12) ¹ MtCO ₂ /año
Reino Unido	360	280	178
Alemania	570	424	338
España	320	175	93
Italia	340	268 ₂	152
Polonia	174	166	156

¹ Basado en el análisis de Point Carbon utilizando los precios de los combustibles y de las emisiones de CO₂ al 24/01/2008. Solamente se incluyen centrales generadoras de electricidad.

² Hay que señalar que alrededor de 40 TWh de plantas térmicas en Italia provienen de Acuerdos de Compra de Electricidad (PPAs) conocidas como CIP6. Este volumen de energía recibe una tarifa que permite la recuperación integral de los costes relacionados con el ETS.

2.4 Nivel de asignación gratuita

A pesar de que ahora la Comisión Europea (CE) ha dispuesto el nivel total de asignaciones que cada uno de los 27 estados miembros de la UE está autorizado a asignar en la Fase II, no todos los países han presentado listas de asignación a nivel de instalaciones, ni han publicado los PNA definitivos que reflejen reducciones a los topes totales que la CE ha dispuesto. Para calcular el nivel de asignaciones gratuitas al sector eléctrico de cada país, hemos utilizado en orden de preferencia:

- Las asignaciones sectoriales publicadas en los PNA y listas definitivas de instalaciones de la Fase II; o bien
- Inferencias de las asignaciones sectoriales basadas en información publicada en los PNA de la Fase II; o bien
- Una reducción proporcional del sector eléctrico basada en reducción la asignación sectorial*

total de la Fase I con respecto al PNA.

En la Tabla 2-3 resumimos la situación de los PNA de los países seleccionados

Tabla 2-3 Estado de los Planes Nacionales de Asignación y asignaciones al sector eléctrico

País	Estado del Plan Nacional de Asignación ¹	Tope total aprobado (Mt/año)	Tope del sector eléctrico (Mt/año)	Tope como % de las emisiones previstas ⁵
Reino Unido	PNA finalizado y aprobado por la CE. Datos de instalaciones publicados.	246,2	107 ²	60%
Alemania	PNA aprobado por la CE. No se ha publicado la lista definitiva de instalaciones. Tope del sector eléctrico basado en información del PNA, emisiones verificadas y cálculos de Point Carbon.	453,1	230	68%
España	PNA finalizado y aprobado por la CE. Datos de instalaciones publicados. Tope del sector eléctrico recogido de documentación legislativa española.	152,3	54	58%
Italia	PNA aprobado por la CE. No se ha publicado la lista definitiva de instalaciones. Tope del sector eléctrico tomado del PNA revisado presentado para consultas en diciembre 2007.	201,6	100 ³	66%
Polonia	PNA aprobado por la CE. Polonia ha publicado un PNA tomando en cuenta las reducciones exigidas por la CE, aunque ha adoptado medidas legales contra la CE para incrementar el tope	208,5	106 ⁴	68%

¹ Situación al 20/02/08

² Solamente grandes productores de electricidad

³ Basado en un tope para las plantas existentes de 87 Mt/Año y la reserva para nuevos entrantes que será asignada a plantas de generación ya determinadas.

⁴ Basado en tope total de 208,5 Mt/año, asignación solamente a generación de electricidad.

⁵ Previsión de emisiones basada en el modelo Carbon Market Trader de Point Carbon (véase la Tabla 2-2)

El **Reino Unido** presentó un plan que fue aceptado por la CE, y obtuvo una asignación total de 246,2 Mt/año. Los grandes productores de electricidad recibirán una asignación de 107,4 Mt/año. Existe una asignación separada para centrales de calor y energía combinados de buena calidad, aunque no la incluimos en nuestro cálculo del tope del sector eléctrico ni en nuestras previsiones de emisiones. El Reino Unido ha fijado una reserva para nuevos entrantes de 17,3 Mt/año, y tiene previsto subastar 17 Mt/año.

El PNA **alemán** ha sido objeto de numerosos cambios hasta la preparación de la versión definitiva. La propuesta inicial de Alemania fue asignar 482 millones de derechos por año, aunque más tarde redujo esa cifra a 465 millones, tras la publicación de datos revisados de emisiones. No obstante, el 29 de noviembre de 2006, la CE redujo la asignación de Alemania a 453,1 millones. En el momento en que se preparó este informe, todavía no existía una lista definitiva de asignación a instalaciones ni una distribución sectorial de derechos.

Nuestra previsión del tope del sector eléctrico en Alemania (230 Mt/año) está basada en el tope total menos el volumen a subastar y las reservas para nuevos entrantes. El factor de cumplimiento para instalaciones industriales se ha fijado en una reducción del 2,5% anual de las emisiones pertinentes, y es el sector eléctrico el que asume la carga del resto de las reducciones para cumplir el tope total.

La CE evaluó el PNA **español** en febrero de 2006, y autorizó reducir el tope total desde 152,7 a 152,3 Mt/año. Tras dos revisiones del PNA, que incluyeron cambios en las instalaciones existentes y una reserva para nuevos entrantes, el tope del sector eléctrico se situó en poco más de 54 Mt/año. Esto representa una significativa reducción con respecto a la asignación de la Fase I, y deja al sector eléctrico español con aproximadamente el 50% de este requisito, sobre la base de recientes estimaciones de emisiones. España no tiene previstas subastas durante la Fase II.

La CE impuso a **Italia** un recorte de su PNA, de 215 Mt/año a 201,6 Mt/año. Italia preparó un PNA revisado y lo presentó a consultas en diciembre de 2007, basado en un tope totalmente nuevo. Este plan establece un tope para el sector eléctrico de 87 Mt/año, que supone una reducción de aproximadamente el 30% con respecto a la Fase I. La reserva para nuevos entrantes se ha fijado en 15,6 Mt/año. Italia no tiene previsto subastar derechos.

En marzo, la CE ordenó a **Polonia** que redujese su tope a 208,5 Mt/año, una cifra sustancialmente inferior a las 284,6 Mt/año que Polonia propuso originalmente. Posteriormente, en diciembre de 2007, Polonia publicó un nuevo Plan Nacional de Asignación que respetaba el nuevo tope y distribuía la reducción entre diferentes sectores. Luego de una ronda de consultas públicas, Polonia presentó un PNA definitivo (que incluía asignaciones a nivel de instalaciones) el 12 de febrero de 2008. Asigna al sector eléctrico 132,3 Mt/año (105,8 Mt/año para generación de electricidad y 26,5 Mt/año para calor y energía).

Polonia, conjuntamente con otros seis estados miembros, ha presentado una demanda contra la CE por la decisión adoptada en marzo sobre el plan polaco, aunque durante el proceso deberá ajustar las asignaciones al tope aprobado. La sentencia de estas demandas está prevista para 2009 como mínimo.

2.5 Central determinadora del precio por sistema

Tal y como ya hemos explicado, es el nivel de repercutir los precios de emisiones de CO₂ (costes de oportunidad) en el precio de la electricidad, que incrementa los ingresos de los generadores y permite realizar beneficios injustificados. El nivel de repercusión varía en función del mercado, ya que el precio marginal está determinado por diferentes tipos de centrales: cuanto mayor sea la intensidad de las emisiones de la central que determina el precio, mayor será el nivel absoluto de la repercusión. En lo que respecta a las características generales de los diferentes mercados, destacamos que:

- El mercado alemán, que se caracteriza por tener una considerable capacidad de carbón (aproximadamente el 70% de la capacidad térmica instalada en Alemania se alimenta con carbón), coexiste con formas de generación que no emiten CO₂, como las nucleares, hidroeléctricas y eólicas;
- En el mercado británico, que se caracteriza por una combinación casi equivalente de capacidad alimentada por carbón y por gas, ahora en muchos períodos la central térmica marginal es una alimentada con gas;
- El mercado español tiene una considerable capacidad de generación con bajos niveles de emisión de carbono (eólica, hidroeléctrica y nuclear), y centrales térmicas con considerables niveles de nuevas instalaciones nuevas de gas y algunas subyacentes de carbón; el diferencial en la capacidad instalada es del 60% al 40%;
- Al igual que España, el mercado italiano tiene un tramo de nuevas centrales de gas (CCGT), que compiten contra centrales más antiguas y totalmente amortizadas de carbón y petróleo;
- El mercado polaco está caso totalmente dominado (95%) por generación alimentada por carbón.

Al evaluar la central que será la que determine el precio, hemos utilizado nuestros modelos (ya descritos) e identificado la planta determinadora del precio marginal sobre la base de nuestras hipótesis. Cuando combinamos estas cifras para obtener la proporción de tiempo durante el cual las diferentes centrales de generación térmica se situarán en el margen de la Fase II de cada sistema (véase la Tabla 2-4).

Tabla 2-4 Estimación de la proporción de tiempo en que la central determina el precio

	% tiempo, carbón	% de tiempo, gas
Reino Unido	35%	65%
Alemania	75%	25%
España ¹	25%	40%
Italia ²	20%	70%
Polonia	95%	5%

¹ En el caso de España, queremos destacar que las fuentes de generación con bajos niveles de emisiones (hidroeléctrica y cogeneración) determinaban el precio durante aproximadamente el 35% del tiempo

² En el caso de Italia, destacamos que se estima que la central alimentada por petróleo se situará en el margen el 10% del tiempo

2.6 Hipótesis de nivel de repercusión

Para elaborar nuestra hipótesis sobre el probable nivel futuro de la repercusión de los costes de emisiones de CO₂ a los precios de la electricidad en cada país, hemos utilizado datos sobre la manera en que los siguientes mercados respondieron hasta la fecha a la introducción del precio de CO₂. Para

evaluar los datos sobre los niveles de repercusión, nos hemos centrado en el análisis de los márgenes de generación de electricidad, que consideran el impacto de los cambios en los costes variables (combustible) a partir del precio de la electricidad. Los márgenes que hemos analizado incluyen:

- **Spark spread:** el precio de la electricidad menos el precio del gas ajustado por la eficacia de la central de generación alimentada por gas;
- **Dark spread:** el precio de la electricidad menos el precio del carbón ajustado por la eficacia de la central de generación alimentada por carbón;
- **Green spread:** el *spark spread* menos el precio de las emisiones de CO₂ ajustado por la intensidad de emisiones de las centrales alimentadas por gas; y
- **Dark green spread:** el *dark spark spread* menos el precio de las emisiones de CO₂ ajustado por la intensidad de emisiones de las centrales alimentadas por carbón.

Para evaluar estos diferenciales, analizamos:

- **Márgenes a plazos.** En aquellos mercados en los que se negocian contratos de futuros que han dado a conocer precios (Alemania, Reino Unido), utilizamos los precios de la fecha a un año (es decir, entrega en el siguiente año natural), ya que tienden a sufrir menos fluctuaciones que los precios al contado. Es decir que los márgenes de los precios al contado se verán afectados por el precio de las emisiones de CO₂ y por una miríada de otros factores, como temperatura, precipitaciones, velocidad del viento, demanda de electricidad, disponibilidad de la central y disponibilidad de importaciones/exportaciones. Con los márgenes a plazos, estos factores son menos dominantes, ya que las hipótesis sobre las condiciones meteorológicas y oferta/demanda del futuro cambian mucho más gradualmente, por lo que sirven como un indicador más transparente y estable del impacto subyacente de los cambios en el componente de coste variable de la electricidad.
- **Márgenes al contado.** En aquellos mercados sin contratos a plazo o en los que éstos parecen ser menos líquidos (España, Italia y Polonia), observamos el comportamiento de los márgenes de contado para evaluar si existen evidencias de repercutir el precio de las emisiones de CO₂ en los precios de la electricidad. Este análisis es menos sólido, considerando las fluctuaciones inherentes a dichos precios, por lo que los resultados deben ser tratados con mayor cautela. Para controlar las mayores fluctuaciones de los contratos, hemos observado tanto los márgenes de contado como el nivel medio mensual de los márgenes de contado. En general, la falta de una curva de transacciones de futuros es síntoma de un mercado menos liberalizado, lo que nos llevaría a esperar un menor grado de repercusión.

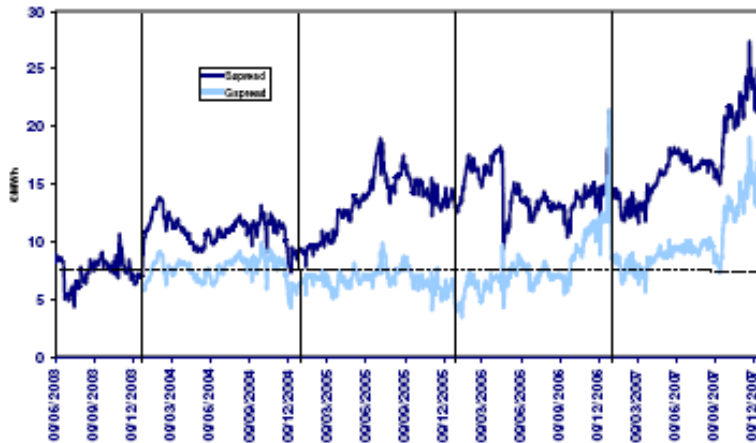
Destacamos que hemos buscado en los datos averiguar cómo los diferentes sistemas eléctricos parecían repercutir los precios de las emisiones de CO₂ al contado y futuros en los contratos de electricidad durante la Fase I del ETS de la UE. En la Fase II habrá un mayor nivel de costes incurridos (menos las asignaciones gratuitas), por lo que la conducta observada en la Fase I puede no ser un indicador perfecto de la que se producirá en la Fase II. Por ejemplo, en aquellos sistemas en que el nivel de repercusión fue bajo en la Fase I, es posible que en la Fase II el nivel sea mayor.

Como reflejo de la combinación de métodos de generación en cada uno de estos países, hemos analizado los márgenes del carbón en Alemania y Polonia, y los del gas en el Reino Unido, España e Italia. En las siguientes subsecciones presentamos el análisis de cada país.

2.6.1 REINO UNIDO: ANÁLISIS DE REPERCUSIÓN

Repercusión en el RU: análisis de margen Y+1

Eficacia de central eléctrica de gas = 50%; se aplican precios de contratos a un año de electricidad, combustible y CO₂.



Fuente: Comstock

- El nivel de repercusión del precio de las emisiones de CO₂ en los márgenes a plazos apareció inmediatamente en los contratos de futuros en el Reino Unido.

Los márgenes a plazos se negociaban en contratos de 2004 en torno a una media de 8 €/MWh. Estos márgenes mostraron un inmediato incremento de su valor en 2005. Si se toma el valor de las emisiones de CO₂, los márgenes vuelven a niveles similares a los observados el año precedente.

Este modelo se repitió durante el período; en 2006, los márgenes se incrementaron en línea con la evolución del precio de CO₂. Tras el reajuste de los precios de CO₂ en 2006 se produjo una fuerte corrección, pero los *green spreads* se mantuvieron, en gran medida, constantes..

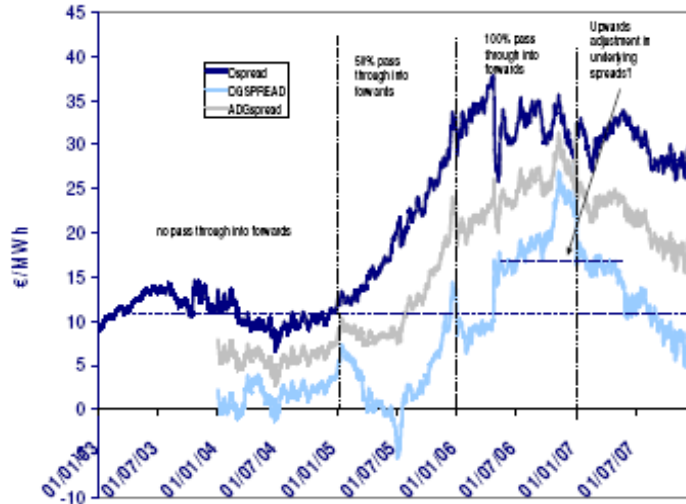
Conclusión:

- Existen pruebas de que un alto nivel de los costes de oportunidad de CO₂ están siendo repercutidos en los precios de los futuros de electricidad.
- Nivel de repercusión: **ALTO**

2.6.2 ALEMANIA: ANÁLISIS DE REPERCUSIÓN

Repercusión en Alemania: análisis de margen Y+1

Eficacia de central eléctrica de carbón = 34%; se aplican precios de contratos a un año de electricidad, combustible y CO₂.



Fuente: EEX

- El nivel de repercusión del precio de las emisiones de CO₂ en los márgenes demuestra un patrón evolucionario.

Se han observado pocas pruebas de que los precios estuviesen siendo repercutidos en los precios de la electricidad antes del inicio del Régimen.

No obstante, una vez que comenzó a funcionar, se observó un incremento gradual del nivel de repercusión en los precios. En los años más recientes parece evidente un alto nivel de repercusión.

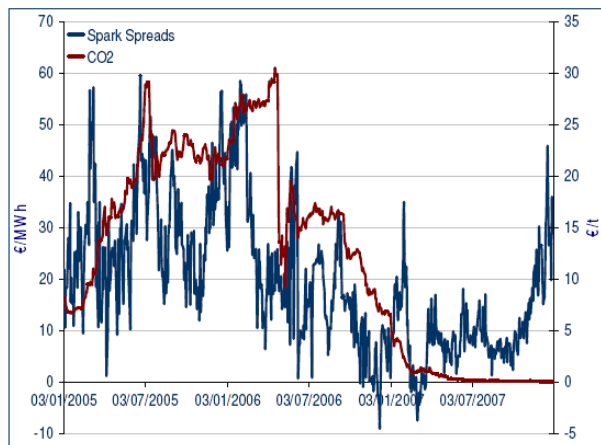
Conclusión:

- Existen pruebas de que un alto nivel de los costes de oportunidad de CO₂ están siendo repercutidos en los precios de los futuros de electricidad. El nivel de repercusión no es tan inmediato como en el caso del Reino Unido.
- Nivel de repercusión: **ALTO**

2.6.3 ESPAÑA: ANÁLISIS DE REPERCUSIÓN

Repercusión en España: Análisis de margen de contado

Eficacia de central de gas: 52%



Source data: OMEL

- El nivel de los márgenes de contado refleja un buen nivel de correlación con el precio de las emisiones de CO₂.

Correlación:

- CO₂ – márgenes (diario) = 0,62
- CO₂ – márgenes (media mensual) = 0,72
- En los márgenes al contado, un alto nivel de correlación sugiere un alto grado de repercusión de los costes de oportunidad en el mercado español. Destacamos que aunque los niveles de las hidroeléctricas fueron muy bajos en España en 2005, lo que podría haber contribuido a mayores márgenes, los niveles de correlación fueron más altos en los tres años que si hubiésemos analizado solamente los dos primeros.

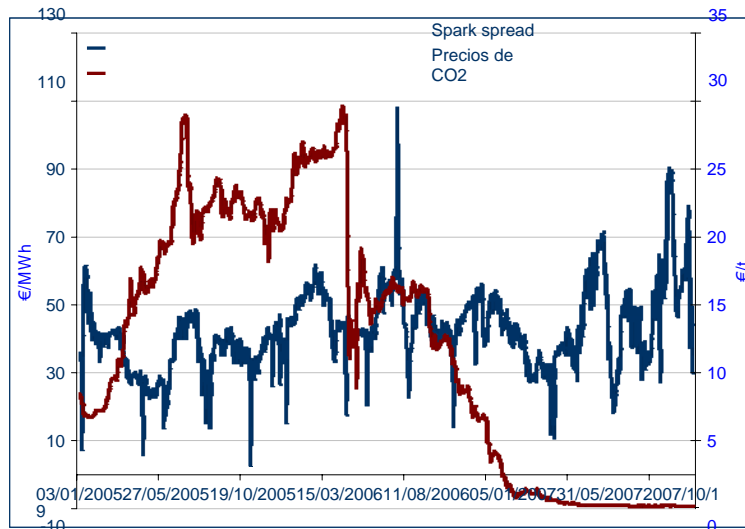
Conclusión:

- Sólidas pruebas de que los costes de oportunidad de CO₂ están siendo repercutidos
- Nivel de repercusión: **ALTO**

2.6.4 ITALIA: ANÁLISIS DE REPERCUSIÓN

Repercusión en Italia: Análisis de margen al contado

Eficacia de central de gas: 52%, se utiliza el precio al contado medio a un día (PUN)



Fuente: GME

- El nivel de los márgenes al contado no refleja un patrón coherente con el nivel de precio de las emisiones de CO₂.

Correlación:

- CO₂ – márgenes (diario) = - 0,14
- CO₂ – márgenes (media mensual) = -19
- Es posible que los resultados de Italia se hayan visto influidos por una gran ola de calor durante el verano, con el consiguiente aumento de la demanda. Esto se produjo cuando el precio de las emisiones de CO₂ mantuvo una reducción continua. No obstante, los resultados de la correlación no mejoraron significativamente cuando no incluimos los patrones de 2007.

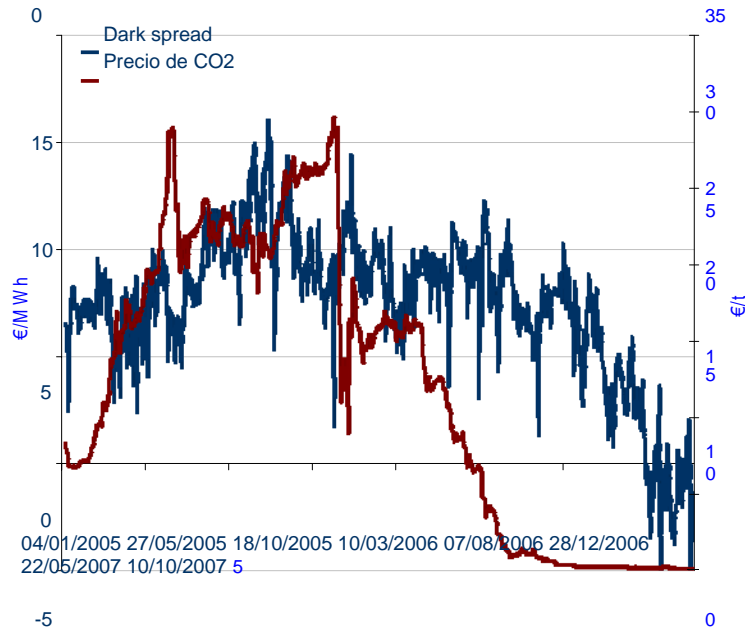
Conclusión:

- No existen pruebas concretas de que los costes de oportunidad de CO₂ estén siendo repercutidos en los precios de la electricidad. No obstante, destacamos que durante la Fase I, el mercado eléctrico italiano atravesó un período de transición desde una estructura regulada a una más liberalizada. Es posible que el nivel de repercusión sea mayor en la Fase II, considerando la cambiante estructura del mercado, aunque ello se mantiene en el plano de las conjeturas.
- Nivel de repercusión: **BAJO** (aunque es posible una mayor repercusión si se consigue una estructura de mercado más liberalizada)

2.6.5 POLONIA: ANÁLISIS DE REPERCUSIÓN

Repercusión en Polonia: Análisis de margen de contado

Eficacia media de central de carbón =34%, Precios de la electricidad = índice medio de carga base



Fuente: Towarowa Gielda Energii

- El nivel de márgenes al contado muestra un buen nivel de reacción a la evolución del precio de las emisiones de CO₂, siendo los márgenes mayores durante los períodos en que los precios de CO₂ estuvieron más altos.

Correlación:

- CO₂ – márgenes (diario) = 0,45
- CO₂ – márgenes (media mensual) = 0.61

Conclusión:

- Claras pruebas de correlación entre los precios de oportunidad de CO₂ y los precios de la electricidad al contado.
- Nivel de repercusión entre el 45% y el 60%
- Nivel de repercusión: **MEDIO**

2.7 Resumen de las principales hipótesis

En la Tabla 2-5 resumimos las principales hipótesis utilizadas para evaluar el nivel de beneficios injustificados del sector eléctrico de cada país en la Fase II del ETS de la UE.

Tabla 2-5 Principales hipótesis utilizadas en el cálculo de los beneficios injustificados

	Reino Unido	Alemania	España	Italia	Polonia
Niveles de precios de CO ₂			21 - 32 €/tonelada ¹		
Nivel de emisiones del sector eléctrico - Mt CO ₂ /año	178	338	105	152	156
Nivel de asignación gratuita al sector eléctrico en el PNA - Mt CO ₂ /año	107	230	54	87	106
% tiempo carbón / gas en el margen	35 / 65	75 / 25	25 / 40 ²	20 / 70 ³	95 / 5
Intervalo de repercusión	75 – 100%	75 - 100%	75 - 100%	0 - 75% ⁴	45 - 65%

1 Basado en los precios de curva de transacciones de futuros y en el precio implícito de combustible del 24 de enero de 2008.
 2 En el caso de España, destacamos que se estima que la hidroeléctrica de cogeneración se situará en el margen el 35% del tiempo
 3 En el caso de Italia, destacamos que se estima que la central alimentada por petróleo se situará en el margen el 10% del tiempo
 4 Utilizamos un rango de repercusión amplio para Italia para reflejar posibles cambios en la estructura del mercado antes del 2012

El nivel de los beneficios injustificados depende significativamente de las hipótesis de nivel de repercusión, por lo que en el cálculo utilizamos un intervalo de porcentajes de repercusión. También calculamos los beneficios injustificados utilizando un precio futuro de las emisiones de CO₂, coherente con los precios de combustible utilizados en nuestras previsiones de emisiones, así como la previsión del precio de los EUA basada en el coste medio implícito de cambio de combustible en 2009.

3 Resumen de resultados y conclusiones

3.1 Resumen de resultados

La Tabla 3-1 muestra el incremento total de los ingresos acumulados por el sector de generación de electricidad térmica en los países analizados en este estudio, y el rango estimado de beneficios injustificados durante la Fase II del ETS de la UE (2008-12).

En términos de ingresos para el sector, devengaría este nivel de ingresos incluso sin asignaciones gratuitas, y sería compartido entre todas las centrales que venden electricidad al mercado mayorista. Así, las modalidades de generación de electricidad con bajos niveles de emisiones de CO₂, como la hidroeléctrica y la nuclear, se venderán a precios más altos y resultarían más rentables que si no se produjese el aumento de los precios. Este es un aspecto importante del Régimen, ya que ofrece importantes incentivos para que las empresas generadoras inviertan en formas de generación con menores niveles de emisiones. Sin este incremento de los precios de la electricidad no surgirían tales incentivos positivos a estas inversiones.

En lo que respecta a los beneficios injustificados, los valores están basados en el rango de hipótesis de repercusión identificado en la sección precedente.

Tabla 3-1 Incremento total de los ingresos y resultados de los beneficios injustificados

País	Total incremento de ingresos del sector eléctrico 2008-2012 (miles M €)	Beneficios injustificados 2008-2012 (miles M €)	Total incremento de ingresos del sector eléctrico 2008-2012 (miles M €)	Beneficios injustificados 2008-2012 (miles M €)
	Precio de CO ₂ 21 €/t		32 €/t	
Reino Unido	16 – 22	6 – 10	25 – 34	8 – 15
Alemania	34 – 45	14 – 22	52 – 69	21 – 34
España	10 – 13	1 – 3	15 – 19	2 – 4
Italia¹	0 – 15	0 – 8	0 – 22	0 – 12
Polonia	8 – 12	2 – 6	12 – 18	4 – 9

¹ Hay que señalar que el nivel de repercusión en Italia es difícil de determinar basándose solamente en el precio al contado de la Fase 1. Nuestra hipótesis de repercusión por ello tiene un rango de 0 a 75%. En el caso del =%, nuestros cálculos dan unos beneficios injustificados muy bajos o nulos, aunque destacamos que un alto porcentaje de los costes (para comprar los derechos) serían recuperados por el sector gracias al precio de la electricidad, que es más lato comparado con otros países UE. Con niveles de repercusión altos, que serían consistentes con una estructura de mercado más liberalizado, resultarían en unos beneficios injustificados comparables a los de los otros países del estudio.

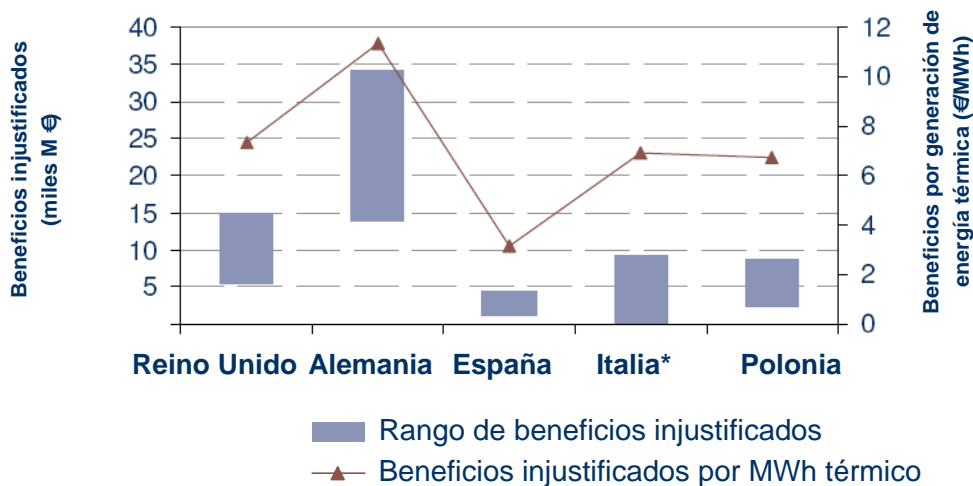
La Figura 3-1 muestra el rango completo de beneficios injustificados de cada país, tomando en cuenta el rango de diferentes hipótesis de repercusión y los precios de CO₂ utilizados para calcular estos beneficios. La figura también muestra el nivel relativo de beneficios injustificados, tomando en cuenta el efecto del volumen del mercado (normalizado al nivel de previsión de generación térmica) de cada país.

Figura 3-1 Rango de beneficios injustificados previstos para 2008-2012 (miles M de €)

Cifras basadas en las hipótesis de repercusión y en los precios de CO₂

Generación térmica basada en estimaciones, aplicando los precios de combustibles al 24 de enero de 2007

**En cuanto a Italia, el gráfico solamente refleja aquellos casos en que se observaron beneficios injustificados*



3.2 Conclusiones de los resultados

Los resultados muestran que:

- Los beneficios injustificados son más altos en los países que tienen un mayor nivel de repercusión de los costes de CO₂ a los precios mayoristas de la energía, países con instalaciones de alta densidad de emisiones (carbón) que fijan los precios la mayoría de las veces, y países que asignan el mayor porcentaje de derechos de emisión gratuitos al sector eléctrico.
- Considerando nuestras hipótesis de modelación, puede preverse que el sector eléctrico alemán obtenga beneficios injustificados de entre 14.000 y 34.000 millones de € durante la Fase II del ETS de la UE. Es el mayor nivel absoluto de beneficios injustificados de entre todos los países incluidos en este estudio. Considerando el tamaño del mercado eléctrico alemán, el beneficio sobrevenido por MWh de generación térmica es de 11 €/MWh (punto medio del rango), el mayor en comparación con los demás países del estudio. Queremos destacar que los beneficios injustificados han sido un tema muy controvertido en Alemania, y que varias grandes empresas de generación han negociado con las autoridades reguladoras algunas maneras de aliviar el impacto de la repercusión en los precios de la Fase II;
- El Reino Unido presenta el nivel más alto de repercusión de los costes de emisiones de CO₂ en los precios mayoristas de electricidad. Se prevé que el sector eléctrico británico obtendrá beneficios injustificados del orden de 6.000 hasta 15.000 millones de € durante la Fase II del ETS de la UE. Los beneficios injustificados por MWh no son tan altos como

en Alemania debido al hecho de que en el Reino Unido las centrales de gas determinan el precio marginal (lo que significa que incremento del precio de la electricidad es relativamente menor) y al nivel relativamente bajo de asignaciones gratuitas a las instalaciones eléctricas en el PNA;

- Tomando en consideración el tamaño relativo de los mercados eléctricos de los diferentes países, Polonia presenta el tercer mayor nivel de beneficios injustificados (por MWh de generación térmica), lo cual se debe al alto contenido de emisiones de sus centrales generadoras. Destacamos que las tarifas al usuario final en Polonia se mantienen reguladas y son relativamente bajas en comparación con los niveles de Europa Occidental. Por consiguiente, resulta difícil determinar cuánto se repercute en los precios de la electricidad en los siguientes eslabones de la cadena de valor. Recientemente se ha hablado de liberalizar las tarifas a los usuarios finales, aunque todos los planes de eliminar la regulación de tarifas han sido congelados;
- De aquellos países en los que hemos utilizado los precios de contado, el mercado español repercute un alto porcentaje de los costes de emisiones de CO₂ en el precio de la electricidad, aunque ello queda compensado por el hecho de que son las centrales de gas las que determinan el precio marginal la mayor parte del tiempo (con las hidroeléctricas y de cogeneración también durante períodos de tiempo significativos), y que existe un nivel relativamente bajo de asignación gratuita a las centrales eléctricas. Considerando nuestros cálculos, podemos prever que el mercado eléctrico mayorista obtendrá beneficios injustificados de entre 1.000 y 4.000 millones de € durante la Fase II. Aquellos generadores con más centrales de carbón que de gas posiblemente no obtengan resultados tan buenos;
- En Italia el nivel de repercusión es difícil de determinar basándose solamente en el precio al contado de la Fase 1. Nuestra hipótesis de repercusión por ello tiene un rango de 0 a 75%. En el caso del =%, nuestros cálculos dan unos beneficios injustificados muy bajos o nulos, aunque destacamos que un alto porcentaje de los costes (para comprar los derechos) serían recuperados por el sector gracias al precio de la electricidad, que es más lato comparado con otros países UE. También hay que destacar que en el segmento de mercado CIP6, actualmente 40 TWh de generación térmica repercuten íntegramente los costes de oportunidad en las tarifas y por ello recibirían cierta cantidad de beneficios injustificados. Con niveles de repercusión altos, que serían consistentes con una estructura de mercado más liberalizado, resultarían en unos beneficios injustificados alcanzarían entre los 8.000 M € y los 12.000 M €, dependiendo del precio de CO₂.

Con respecto a nuestras estimaciones de beneficios injustificados, reiteramos que:

- Estos beneficios se acumulan debido a la asignación de EUA gratuitos a generadores de energía térmica. Como tal, son consecuencia de un aspecto de la asignación producto de una decisión política más que una consecuencia de algún tipo de actividad impropia por parte de los generadores individuales. La CE propone eliminar la asignación gratuita de EUA a partir de 2013, y sustituirla por la subasta de derechos, por lo que esta cuestión solamente persistiría durante el resto de la Fase II;
- Estos beneficios dependen del nivel de repercusión de los costes de CO₂ en los precios mayoristas de electricidad. Hemos utilizado datos procedentes de precios históricos para fundamentar nuestras hipótesis, aunque hacemos notar que los futuros niveles de repercusión pueden cambiar como consecuencia de cambios estructurales en el mercado eléctrico, o bien a resultas de cambios en el comportamiento de los participantes del mercado. En general, un alto nivel de repercusión en los precios es más coherente con cada instalación de generación individual que funcione eficientemente;

- Otras hipótesis subyacentes susceptibles de cambiar en el transcurso del tiempo incluyen:
 - El nivel de asignaciones gratuitas: los PNA todavía no están terminados y puede aparecer información adicional con la publicación de los detalles definitivos a nivel de instalaciones;
 - Precios de los combustibles: nuestras previsiones de emisiones están basadas en los recientes precios de futuros de los precios de combustibles, y queremos destacar que un cambio en estos precios afectarían a los niveles de emisiones (lo cual, a su vez, afectaría al número de derechos que un sector de generación tenga que comprar), así como al precio de las emisiones de CO₂.
 - La capacidad instalada de los sectores eléctricos: es probable que se produzca una creciente penetración de energías renovables.
- Los beneficios injustificados corresponden solamente al mercado mayorista y posiblemente no reflejen la posición de servicios públicos integrados verticalmente, que también suministran electricidad a usuarios finales. Los beneficios de la cadena de valor íntegra dependerán de la capacidad de los proveedores de repercutir mayores costes de generación a los clientes finales. Esta capacidad será diferente en los diferentes sistemas. Por ejemplo, en Polonia y en Italia posiblemente las tarifas de los usuarios finales sigan siendo reguladas por las autoridades (aunque la CE presiona a estos países para que eliminen dicha regulación);
- Los beneficios injustificados deben considerarse en el contexto del incremento total de ingresos del sector eléctrico debido a la suma del precio de las emisiones de CO₂ a los precios de la electricidad. Esto es parte del mecanismo de compraventa diseñado para proporcionar ingresos adicionales a formas de generación de electricidad con bajos niveles de emisiones de CO₂, así como para promover una reducción en la demanda de energía y una mejora de las medidas de eficiencia.

Apéndice 1: Glosario de términos

Subasta	Mecanismo de asignación en virtud del cual la instalación recibe derechos en función de los precios que esté dispuesta a pagar en una subasta.
Referencia y escenario de referencia	La referencia representa las emisiones previstas en un escenario en que la evolución del sector se mantiene sin novedades, normalmente denominado 'escenario de referencia' o 'escenario de continuidad'. Es decir, se mantendrán las emisiones previstas si no se implementan actividades para reducirlas.
BAT	Siglas, en inglés, de Mejor tecnología disponible
Parámetros de referencia	Mecanismo de asignación mediante el cual se proporcionan derechos a la instalación en función de una serie de parámetros específicos que cumple para obtenerlos
Escenario de continuidad	Un escenario de continuidad es un caso de referencia neutro de futuras emisiones. Es decir, que se cumplirán las proyecciones de futuros niveles de emisiones en ausencia de cambios en las actuales políticas, economías y tecnologías.
Tope y trueque	Un sistema de tope y trueque es un sistema de compraventa de emisiones, en el que el total de emisiones está limitado o tiene un 'tope'. El Protocolo de Kioto es un sistema de tope y trueque en el sentido de que las emisiones de los países del Anexo B están limitadas y que están autorizados para negociar los excedentes. No obstante, por lo general los sistemas de tope y trueque no incluirán mecanismos tales como el MDL, que posibilitan la entrada de más permisos al sistema (es decir, por encima del tope).
Equivalente a dióxido de carbono (CO₂e)	Unidad de medida utilizada para indicar el potencial de calentamiento global (PCG) de los gases de efecto invernadero. El dióxido de carbono es el gas de referencia con el que se miden otros gases de efecto invernadero.
CCGT	Turbina de gas de ciclo combinado
CAC	Captura y almacenamiento de carbono: tecnología para capturar el CO ₂ en grandes instalaciones en que se genera (centrales eléctricas, por ejemplo) y guardarlo en sitios de almacenamiento adecuados (normalmente estructuras geológicas profundas, incluyendo formaciones salinas y yacimientos de gas agotados);
CHP	Calor y energía combinados
Período de compromiso	La duración del Período de compromiso quinquenal del Protocolo de Kioto está prevista desde el año natural 2008 hasta el final del año natural 2012.
Economías en transición (EET)	Países en transición desde una economía planificada a una economía de mercado. Por ejemplo, los países de Europa Central y del Este, Rusia y las antiguas repúblicas de la Unión Soviética.
CE	Comisión Europea
EUA	EU Allowance, Derecho de emisión de la Unión Europea
ETS de la UE	Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea
EU27	Los 27 estados miembros de la Unión Europea (EU25 + Bulgaria y Rumania)
Derechos históricos	Método para la asignación de emisiones en virtud del cual los permisos se asignan, normalmente de manera gratuita, a emisores y firmas en función de niveles históricos de emisiones.
Gases de efecto invernadero (GEI)	Los gases de efecto invernadero (GEI) son gases que controlan los flujos de energía en la atmósfera de la tierra al absorber la radiación infrarroja. Algunos GEI se producen naturalmente en la atmósfera, en tanto que otros son el resultado de actividades humanas. El Protocolo de Kioto enumera seis GEI: dióxido de carbono (CO ₂), metano (CH ₄), óxidos de nitrógeno (N ₂ O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF ₆).
Comercio Internacional de Emisiones (CIE)	Este mecanismo permite la transferencia de UCA (Unidades de cantidades atribuidas) a través de fronteras internacionales, o bien derechos de emisiones entre empresas acogidas a un mecanismo de tope y trueque. No obstante, es un término general utilizado para los tres mecanismos de Kioto: IC, MDL y Comercio de emisiones.
Protocolo de Kioto	El Protocolo de Kioto se originó en la tercera ronda de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y se firmó en Kioto, Japón, en diciembre de 1997. Especifica una serie de obligaciones en cuanto a emisiones para los países del Anexo B, y define los tres así llamados 'mecanismos de Kioto': IC, MDL y Comercio de emisiones. Entró en vigor el 16 de febrero de 2005.
PNA	Plan nacional de asignación. Plan presentado por cada estado miembro de la UE, en el que se detallan las asignaciones a nivel nacional, de sectores y de instalaciones.
RNE	Reserva para nuevos entrantes: derechos reservados para nuevas instalaciones no incluidas en la asignación inicial.

CMNUCC

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. La CMNUCC se constituyó en 1992, durante la Cumbre de la Tierra celebrada en Río de Janeiro. Es el marco global que guía las negociaciones internacionales sobre el clima. Su principal objetivo es la "estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático".

Apéndice 2: Teoría de la repercusión a los precios de la electricidad

TEORÍA – IMPACTO DEL CO₂ EN LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

En su nivel más básico, los precios de la electricidad en el mercado son una función de:

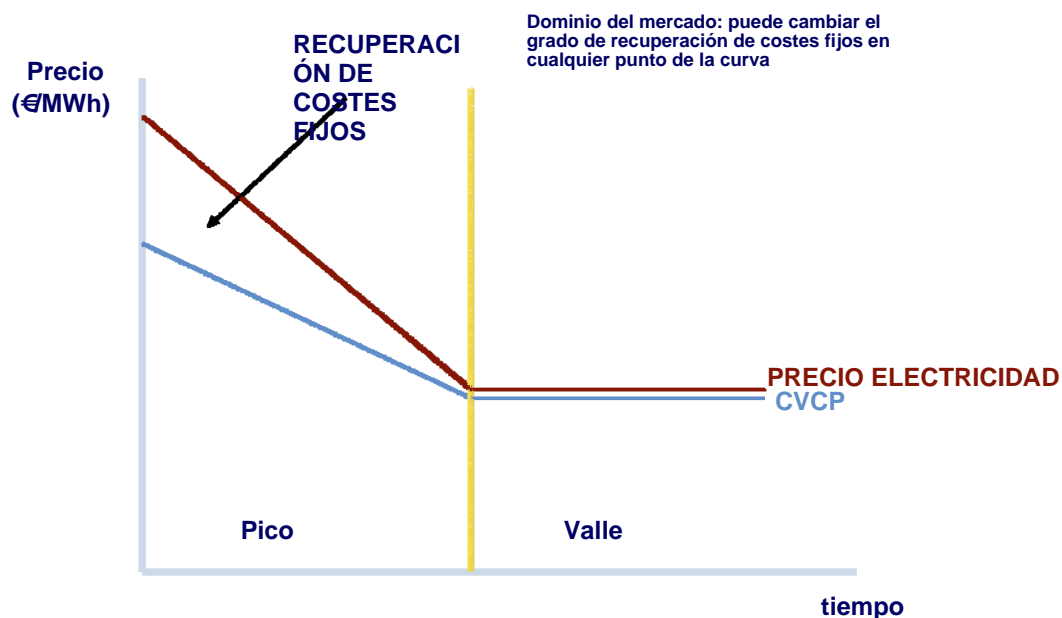
- los costes variables a corto plazo (CVCP), o marginales, de la central eléctrica que son necesarios para atender la demanda en cualquier momento dado. A medida que la demanda de electricidad se incrementa, son necesarias las centrales con mayores costes marginales para atender la demanda, por lo que el precio de la electricidad aumenta; y
- el nivel de costes fijos susceptibles de recuperación dependerá de la capacidad de una central capaz de generar, comparado con el nivel de demanda y el grado de dominio del mercado. Cuando el orden de mérito es el más competitivo, en las horas valle, cuando la demanda es menor en relación con la capacidad, los precios pueden caer hasta el nivel del CVCP.

En otros períodos en que la demanda es mayor, existe menos competencia por generar y puede producirse un cierto grado adicional de recuperación de costes fijos.

Si el dominio del mercado es considerable (por ejemplo, una sola firma propietaria de una gran cantidad de la capacidad instalada de un determinado mercado), una firma puede asegurarse la recuperación de todos sus costes fijos durante el año y, posiblemente, considerables beneficios adicionales. Si una firma tiene suficiente dominio del mercado, puede afectar a los precios en todas las horas del día.

El proceso que describimos arriba queda ilustrado en una curva esquemática de duración del precio (una curva que muestra durante cuánto tiempo existen determinados niveles de precios en un mercado).

Duración del precio: determinación de los precios de la electricidad en un mercado



Analizando el impacto del CO₂ sobre esta dinámica del mercado, es importante tener en cuenta que una proporción del precio de las emisiones CO₂ ofrecido gratuitamente (a través del plan de asignación) tendrá un papel que jugar. No obstante, desde un punto de vista de optimización económica, es incorrecto suponer que si todos los derechos de emisiones de CO₂ se ofrecen gratuitamente al operador, el precio de las emisiones de CO₂ no influirá consiguientemente sobre el precio de la electricidad. Esto se debe a que el precio de CO₂ se convierte en un coste de oportunidad para el generador, que debe tomar en cuenta para decidir generar.

Precio de CO₂ como precio de oportunidad

El precio de CO₂ es un coste de oportunidad porque, a la hora de decidir generar, un productor de electricidad utilizará tanto su combustible como los derechos de CO₂ necesarios para contrarrestar las emisiones de dicha generación. En la mayoría de los mercados eléctricos, los generadores generarán electricidad solamente si los ingresos de venta de la electricidad son superiores a los ingresos que podría obtener vendiendo el combustible y sus derechos de CO₂ en los respectivos mercados a término. Esto influirá sobre los precios de la electricidad, ya que el mercado eléctrico debe ofrecer un nivel de remuneración más alto a los generadores para asegurarse el mismo volumen de electricidad. No obstante, esto no significa necesariamente que el precio de CO₂ influirá a cada hora en el precio de la electricidad.

En tanto que coste de oportunidad, los costes de oportunidad combinados del combustible y del CO₂ deben ser superiores al precio de la electricidad para ajustar y asegurar el siguiente nivel de generación. Si el precio de la electricidad es superior a estos costes de oportunidad a corto plazo (por ejemplo, como consecuencia de estar recuperando algunos costes fijos), no será necesario el ajuste del precio de mercado. Es decir, por cuanto no se incurre en costes y son simplemente de oportunidad, el nivel de recuperación de costes fijos no se verá afectado y, por consiguiente, resulta más económico generar incluso sin cambiar el precio de oferta.

Dado que el mercado de electricidad en horas valle es el más competitivo, podríamos esperar que fuese entonces cuando el precio de las emisiones de CO₂ tuviese su mayor impacto sobre los precios de la electricidad. En los períodos en que el precio de la electricidad posiblemente supere los costes marginales a corto plazo (combustible y CO₂), los generadores no necesitan ningún incentivo adicional para satisfacer la demanda, y los precios no deberían ser afectados. Todo dominio del mercado significativo —o, de hecho, incluso la expectativa de que el mercado asignará el precio— podría significar que los precios se viesen afectados de todos modos.

CO₂ como coste incurrido

Además de ser costes de oportunidad, es posible que algunos de los costes del ETS hayan sido incurridos por el sector en forma de derechos breves en 2005. Los generadores querrán recuperar cualquier coste asociado con los derechos que necesiten comprar en el mercado para contrarrestar la generación de emisiones. A medida que esta situación se vaya haciendo más habitual (menos asignaciones gratuitas y más costes incurridos), prevemos que las repercusiones sobre el precio de la electricidad se incrementarán a todos los períodos, por cuanto comenzará a impactar en el nivel de los costes fijos recuperados.

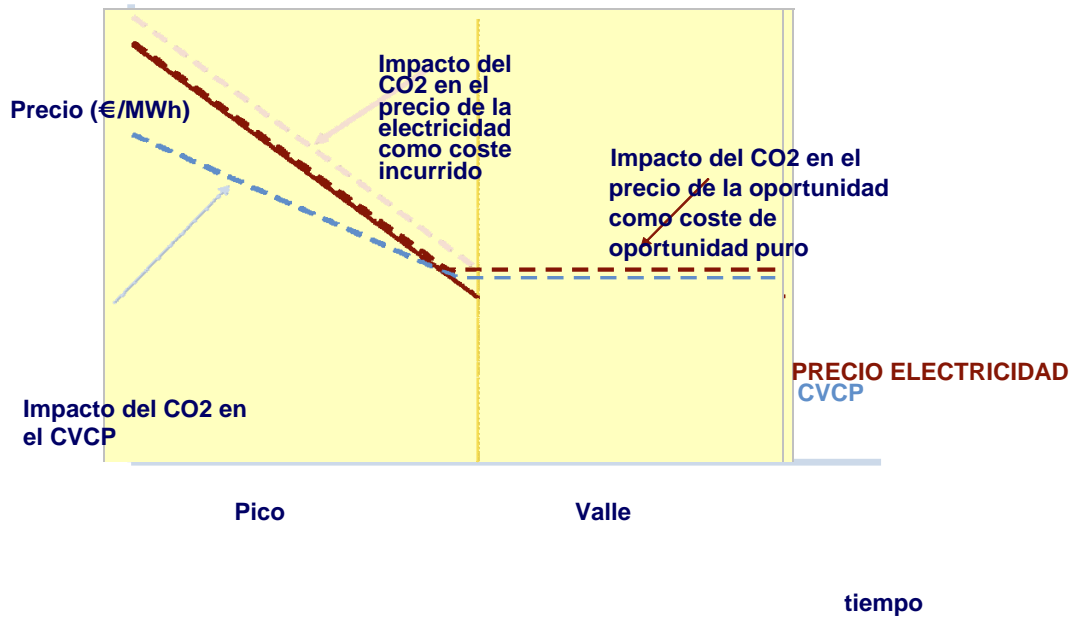
El impacto neto de CO₂

Volviendo a nuestro esquema de cómo se conforman los precios, vemos que teóricamente el

impacto del ETS de la UE será:

- Aumento de los precios de electricidad en los horarios en que los precios son empujados hacia abajo hasta los costes marginales de corto plazo; y
- Ligera reducción de los precios de horas pico, ya que el aumento de los precios de las horas valle incrementa los ingresos totales, en tanto que el nivel de costes incurridos aumenta sólo ligeramente. Así, la cuantía total de costes fijos que tengan que recuperar en las horas pico podría cambiar sólo marginalmente, e incluso reducirse (ya que existe más recuperación de costes fijos en períodos valle).

El impacto del precio de las emisiones de CO₂ en los precios de la electricidad



El efecto neto de estos dos impactos es que:

- Incrementa el nivel medio (o de carga base) de los precios de la electricidad; y
- Reduce el margen entre los contratos de horas pico y carga base (en función de la cuantía incurrida)