

Contratos por diferencias de Carbono

Una propuesta para España



Elaborado por:

frontier
economics

feiQue
Federación Empresarial de la
Industria Química Española

AECE
Asociación de Empresas
con Gran Consumo de Energía

CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO – UNA PROPUESTA PARA ESPAÑA

Un informe para FEIQUE y AEGE

26 DE MAYO DE 2025

CONTENIDO

1	Resumen ejecutivo	5
2	Introducción	7
3	Contratos por diferencias de carbono	9
3.1	Descripción del mecanismo	9
3.1.1	Ejemplo ilustrativo	10
3.2	Elementos de diseño	11
3.2.1	Ámbito de aplicación	11
3.2.2	Tipo de mecanismo	12
3.2.3	Método de asignación	13
3.2.4	Precio de referencia	14
3.2.5	Precio de ejercicio	14
3.2.6	Duración del contrato	15
3.2.7	Volúmenes de producción	15
4	Compatibilidad con el régimen de ayudas de estado de la UE	17
4.1	Definición de ayuda de estado	17
4.2	Compatibilidad de los CCfD con el régimen de ayudas de estado	18
5	Propuesta CCfD para la industria española	20
5.1	Ámbito de aplicación	20
5.2	Tipo de mecanismo	21
5.2.1	Garantías de rentabilidad de las empresas	21
5.3	Método de asignación	22
5.4	Precio de referencia	23
5.5	Precio de ejercicio	23
5.5.1	Indexación de costes energéticos	23
5.6	Duración del contrato	23

5.7	Volúmenes de producción	23
6	Casos de estudio	25
6.1	La modelización de los casos de estudio	25
6.1.1	Precio de ejercicio	25
6.1.2	El monto total de la cobertura	26
6.1.3	Indexación de costes energéticos	27
6.2	Supuestos comunes a los tres casos de estudio	28
6.2.1	Precios de las fuentes de energía	28
6.2.2	Emisiones	30
6.3	Caso 1: Electrificación de una planta de producción química	32
6.3.1	La inversión	32
6.3.2	Ingresos, costes y emisiones diferenciales	33
6.3.3	Resultados	33
6.4	Caso 2: Sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes	38
6.4.1	La inversión	38
6.4.2	Ingresos, costes y emisiones diferenciales	39
6.4.3	Resultados	41
6.5	Caso 3: Captura y almacenamiento de CO ₂	47
6.5.1	La inversión	47
6.5.2	Ingresos, costes y emisiones diferenciales	48
6.5.3	Resultados	49
Anexo A	– Experiencia Internacional	55
A.1	Países Bajos	55
A.2	Francia	61
A.3	Alemania	64
A.4	Dinamarca	68
A.5	Reino Unido	70
Anexo B	: Compatibilidad con el régimen de ayudas de estado de la UE	78
B.1	Condiciones positivas	80
B.2	Condiciones negativas	81

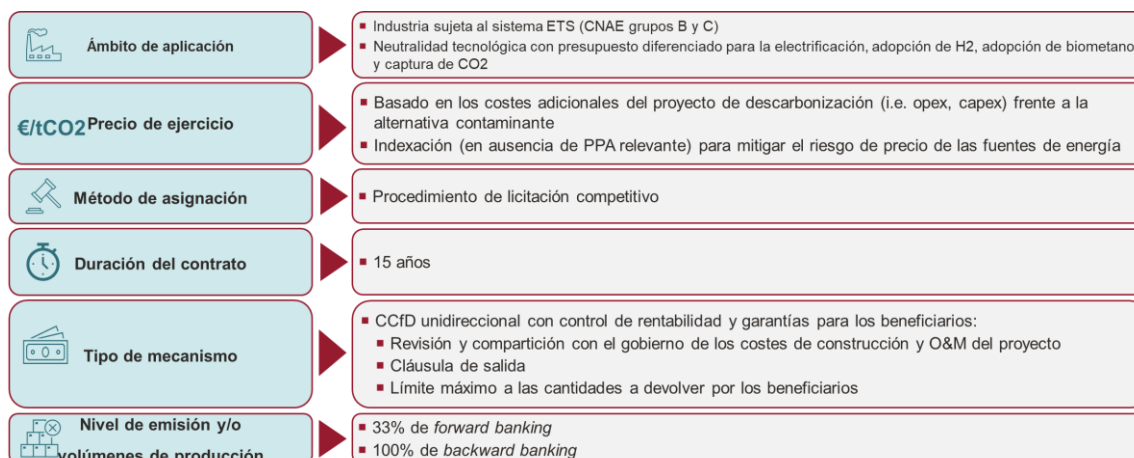
1 Resumen ejecutivo

- Los Contratos por Diferencias de Carbono (“CCfD”) representan una herramienta establecida en Europa y flexible que resulta clave para acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono en el sector industrial y preservar la competitividad de la industria.
- Los CCfDs son ayudas del Estado nacionales sujetas a aprobación por parte de la Comisión Europea (“CE”). Desde 2023 existen ejemplos de CCfDs aprobados y en funcionamiento en varios países europeos como Países Bajos, Francia, Alemania, Dinamarca y Reino Unido.
- Los CCfDs generan incentivos para la descarbonización mitigando el riesgo asociado a la volatilidad de los precios en los mercados de carbono. En este sentido, los CCfDs proporcionan certidumbre a los inversores, al garantizar unos ingresos fijos por tonelada de CO₂ abatida y evitar la incertidumbre provocada por los cambios de precios de los derechos de emisión.
- Los CCfDs se consideran ayuda del estado. Por tanto, la Comisión Europea (CE) debe evaluar la compatibilidad del mecanismo con el régimen de ayudas de estado de la Unión Europea (UE). En general, para que las ayudas sean compatibles con el derecho de la UE estas han de facilitar el desarrollo de determinadas actividades económicas de la UE (condición positiva) siempre y cuando no se alteren los intercambios comerciales en forma contraria al interés de la UE (condición negativa).
- En la práctica, la implementación de un CCfD plantea una serie de cuestiones clave para garantizar la eficacia y eficiencia del esquema. Los elementos de diseño más importantes del CCfD son los siguientes:
 - **Ámbito de aplicación.** Se refiere a los sectores y tecnologías que pueden estar sujetas al CCfD.
 - **Tipo de mecanismo.** El diseño del CCfD debe garantizar que no exista sobrecompensación para garantizar el criterio de proporcionalidad del marco regulatorio europeo. Existen dos tipos de mecanismos que se diferencian principalmente por la forma en la que se realiza este control de rentabilidad. En los CCfDs bidireccionales el control de rentabilidad se lleva a cabo de forma automática. En los CCfDs unidireccionales el control de rentabilidad suele llevarse a cabo de forma periódica o cuando el gobierno considera que las circunstancias (e.g. el precio del ETS) han cambiado de forma significativa.
 - **Método de asignación.** En el caso de un CCfD que se implemente en un Estado miembro de la Unión Europea, es necesario que el mecanismo se asigne mediante

un sistema de concurrencia competitiva. El método de asignación competitivo por excelencia es la subasta o la licitación pública.

- **Precio de referencia.** Refleja el coste evitado al reducir emisiones. En el caso de un CCfD aplicado en Europa, el precio de referencia tendrá en cuenta el precio del CO₂ en el mercado ETS.
- **Precio de ejercicio.** Refleja los costes adicionales (tanto de capital como operacionales), expresados en euros por tonelada de CO₂ abatida (€/tCo₂), de invertir en una tecnología de descarbonización. Es el elemento principal empleado para decidir, en la subasta/licitación, que postores ganan el CCfD.
- **Duración del contrato.** La duración del contrato determina la velocidad de recuperación de los costes iniciales, así como el número de años que se pueden recuperar los sobrecostes operacionales.
- **Volúmenes de producción.** El nivel real de producción de la instalación ganadora del contrato (y, por tanto, su nivel real de reducción de emisiones) puede ser distinto al previsto. Esto genera un riesgo de volumen, ya que los pagos de un CCfD se realizan por tonelada de CO₂ efectivamente abatida. El *banking* es un mecanismo que minimiza el riesgo de volumen al permitir trasladar un porcentaje de la producción superior a la cubierta por el CCfD a años con un menor nivel de producción (*forward banking*) y viceversa (*backward banking*).
- El CCfD propuesto para España tiene en cuenta la experiencia internacional con los CCfDs, cumple con la legalidad europea y a la vez genera los incentivos necesarios para cumplir con los objetivos de descarbonización industrial en nuestro país. La Figura 1 resume los principales elementos de diseño del mecanismo propuesto.

Figura 1 Resumen de la propuesta



Fuente: Frontier Economics

2 Introducción

El Gobierno aprobó a finales de 2022 el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de descarbonización industrial, que establece su compromiso de apoyar a la industria en la transición ecológica, con la intención de movilizar casi 12.000 millones de euros en ayudas.

El PERTE prevé una partida de financiación vinculada a los Contratos por Diferencias de Carbono y a la realización de un proyecto piloto. En él se menciona que el objetivo es beneficiar *“a la industria manufacturera entre los que destacan los sectores de fabricación de productos minerales no metálicos (incluyendo cerámica, cemento, vidrio, entre otros), industria química, refino de petróleo, metalurgia y fabricación de papel y pasta de papel. A estas se suman las grandes instalaciones de combustión en otros sectores, con especial relevancia en la industria de alimentación y bebidas”*.

Los Contratos por Diferencias de Carbono (“CCfD”)¹ representan una herramienta extendida en Europa que resulta clave para acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono y promover una industria europea competitiva, especialmente en aquellos sectores de difícil descarbonización. Los CCfDs generan incentivos para la descarbonización mitigando el riesgo asociado a la volatilidad de los precios en los mercados de carbono. En este sentido, los CCfDs proporcionan certidumbre a los inversores, al garantizar unos ingresos fijos por tonelada de CO₂ abatida. Los CCfDs son flexibles y se ajustan a distintos contextos industriales y tecnológicos.

Este informe propone un CCfD para fomentar la descarbonización de la industria española sujeta al sistema EU ETS. La propuesta parte de los principales elementos de diseño del CCfD y se inspira en la experiencia internacional emergente, cumple con el marco legal europeo y considera el contexto industrial español.

El informe se estructura como sigue:

- **Descripción del mecanismo y principales elementos de diseño.** En esta sección se plantean las distintas opciones de diseño observadas en la experiencia internacional. Más adelante, el anexo A presenta en más detalle los diseños de CCfDs de Países Bajos, Francia, Alemania, Dinamarca y Reino Unido
- **Compatibilidad del mecanismo con el régimen de ayudas del estado de la UE.** Esta sección resume los criterios que han de cumplirse para garantizar la legalidad del CCfD. El anexo B presenta en más detalle las condiciones positivas y negativas de compatibilidad con el derecho de la UE y anticipa por qué el CCfD es compatible con el marco europeo de ayudas del estado.

¹ Por sus siglas en inglés (Carbon Contract for Differences).

- **Propuesta de CCfD para la industria española.** Esta sección describe la propuesta del CCfD para la industria española sujeta al sistema EU ETS.
- **Casos de estudio.** En esta sección se presentan tres ejemplos hipotéticos de CCfD para la industria química (con distintas tecnologías de descarbonización y diferentes costes de abatimiento) que sirven para ilustrar los distintos elementos de diseño en la práctica.

3 Contratos por diferencias de carbono

3.1 Descripción del mecanismo

Un CCfD es un mecanismo que apoya la inversión en la descarbonización viabilizando los proyectos preservando la competitividad de la industria, reduciendo el riesgo asociado con la volatilidad del precio del CO₂.

En concreto, un CCfD es un contrato que se establece entre el Estado y un actor industrial mediante el cual el gobierno se compromete a garantizar un precio fijo por tonelada de CO₂ abatida. Esto viabiliza los proyectos de descarbonización de los procesos productivos ya que, en ausencia de CCfD, la incertidumbre de los precios de CO₂ es muy elevada y compromete las decisiones de inversión en descarbonización.

Por el contrario, si hay un programa de CCfD, se viabilizan los proyectos de descarbonización al tener una cobertura y reducir la exposición a la incertidumbre de los precios CO₂ ETS. De esta forma, el CCfD constituye una cobertura que genera un incentivo a la inversión.

Un CCfD se estructura en torno a dos precios clave:

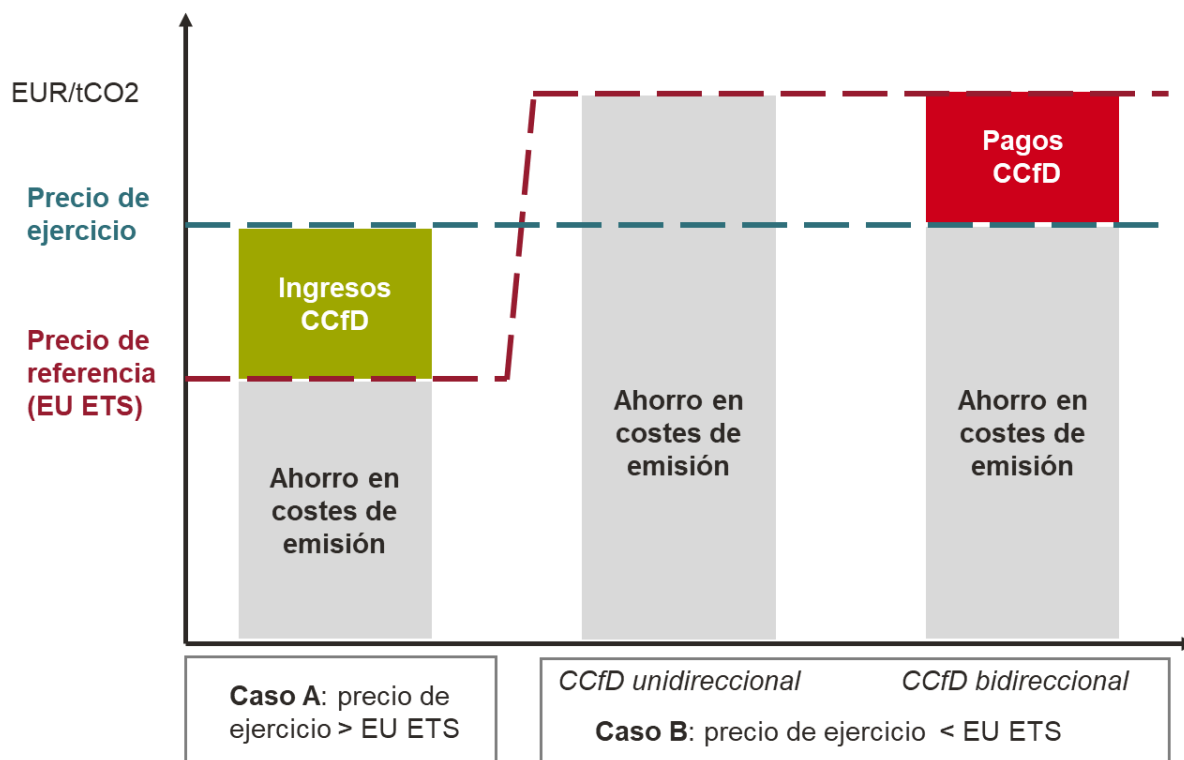
- **El precio de ejercicio**, que se corresponde con los costes de reducir emisiones de carbono. Es decir, la diferencia entre los costes de instalación y operación de la tecnología de descarbonización frente a la tecnología convencional. El precio de ejercicio se expresa en unidades de CO₂ evitadas.
- **El precio del carbono vigente en el mercado de referencia (*precio de referencia*)**. En el contexto de la UE, este es el precio del **EU ETS**, que refleja el ahorro derivado de la inversión en descarbonización por el coste evitado de esas menores emisiones.

A lo largo de la vida del contrato, la cobertura del contrato se determinará en función de la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de carbono vigente en el mercado (ilustrado en la Figura 2):

- Si el precio de ejercicio es superior al precio del EU ETS, el inversor recibe un pago de cobertura equivalente a la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del EU ETS. Este es el caso A en la Figura 2.
- Si el precio de ejercicio es inferior al precio del EU ETS, hay dos opciones:
 - **CCfD unidireccionales**. El inversor no tendría que pagar al Estado la diferencia entre el precio del ETS y el precio de ejercicio al Estado de manera automática. Este caso corresponde al funcionamiento del CCfD en Francia, Países Bajos, Dinamarca y Reino Unido. Esta es la primera columna del caso B en la Figura 2.

- **CCfD bidireccionales.** El inversor tendría que pagar al Estado la diferencia entre el precio del ETS y el precio de ejercicio. Este caso corresponde al funcionamiento del CCfD en Alemania. Esta es la segunda columna del caso B en la Figura 2.

Figura 2 Funcionamiento de los pagos de cobertura en un mecanismo CCfD



Fuente: Frontier Economics

3.1.1 Ejemplo ilustrativo

A continuación, presentamos un ejemplo simplificado para un instalación industrial que decide descarbonizar su proceso productivo:

- Una instalación industrial utiliza una tecnología convencional, cuyos costes unitarios de producción son de 7 € y, además, debe gastar, en el año n , 6 € en derechos de emisión generados durante el proceso de producción. Su coste total en el año n es, por lo tanto, de 13 €.
- La instalación industrial se descarboniza, utilizando una tecnología neutra en emisiones de gases de efecto invernadero y tiene un coste unitario de producción de 15 €.

Los costes de reducción de carbono de la empresa en el año n son $15 € - 13 € = 2 €$. Un CCfD entre el gobierno y esta empresa le permitiría recibir una cobertura de 2 € en ese año.

Esto equivale a la diferencia entre sus costes de abatimiento de 8 € y el coste de los derechos de emisión de 6 €, que es el ahorro que se deriva de evitar emisiones.

En otro año, (por ejemplo en el año $n+1$), si el precio del CO₂ sube y la empresa tiene unos costes de derechos de emisión de 10 €, los costes de reducción de carbono son 15 € - 7 € - 10 € = -2 €. En este caso, un CCfD bidireccional conllevaría un pago de la empresa al gobierno en el año $n+1$ de 2 €. En el caso de un CCfD unidireccional no habría pagos entre empresa y gobierno.

3.2 Elementos de diseño

En la práctica, la implementación de un CCfD plantea una serie de cuestiones clave para garantizar la eficacia y eficiencia del esquema. En esta sección presentamos los elementos de diseño más importantes a tener en cuenta a la hora de poner en práctica un CCfD:

- el ámbito de aplicación;
- el tipo de mecanismo;
- el método de asignación;
- el precio de referencia;
- el precio de ejercicio;
- la duración del contrato; y
- los volúmenes de producción.

3.2.1 Ámbito de aplicación

Ámbito de aplicación sectorial

El Estado puede definir los sectores económicos cuyas instalaciones pueden optar a un CCfD. El ámbito de aplicación de los CCfDs suele centrarse en sectores económicos intensivos en emisiones de CO₂ y sujeta al sistema EU ETS, ya que el CCfD cubre precisamente el riesgo de cambio de precios del mercado de derechos de emisión. Este es, por ejemplo, el caso de Francia.

Ámbito de aplicación tecnológico

Los CCfDs pueden estar abiertos a todo tipo de tecnologías o diseñarse específicamente para determinadas tecnologías. En la experiencia internacional se observan varios modelos en cuanto al ámbito de aplicación tecnológico que tienen en cuenta estas consideraciones:

- El esquema SDE++ de los Países Bajos, con un presupuesto de 23 mil millones y aprobado en diciembre de 2020, es neutral en el ámbito tanto tecnológico como sectorial, pero incluye un presupuesto específico reservado para apoyar ciertas tecnologías específicas cuyo coste es elevado a corto plazo ("fence domains"): (i) calor de baja temperatura, (ii) calor de alta temperatura, y (iii) moléculas.

- El esquema de CCfD francés, con un presupuesto inicial de 1.400 millones de euros que podría ascender a 3 mil millones de euros aprobado en Diciembre de 2024, incluye, pero no se limita a: (i) captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), (ii) electrificación de procesos industriales; y (iii) eficiencia energética.
- El mecanismo alemán, con un presupuesto de 4 mil millones y aprobado en Febrero de 2024, tiene un enfoque de neutralidad tecnológica siempre y cuando los proyectos conduzcan a una reducción significativa de las emisiones, preferiblemente >50% en comparación con los sistemas de referencia. Este objetivo debe alcanzarse mediante procesos que sean fundamentalmente innovadores, pero tecnológicamente maduros a escala industrial.
- Los programas de CCfD de Dinamarca (aprobado en Mayo de 2021 con un presupuesto de 400 millones de euros) y Reino Unido (publicado en marzo de 2022, con una inversión comprometida de hasta 22.000 millones de libras esterlinas durante los próximos 25 años) se aplican específicamente a las tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono.

3.2.2 Tipo de mecanismo

El diseño del CCfD debe de incentivar la inversión en tecnologías para fomentar la descarbonización pero, a la vez, debe evitar la sobrecompensación para cumplir con el criterio de proporcionalidad de la UE detallado en la siguiente sección. Así, la cobertura debe de cubrir como máximo los costes adicionales de invertir en la tecnología de descarbonización.

Como se explica en el apartado anterior, los CCfDs pueden ser bidireccionales o unidireccionales:

- En los CCfDs unidireccionales no existe un control de rentabilidad automático. Sin embargo, todos los CCfDs europeos contienen cláusulas que controlan la rentabilidad del contrato y evitan la sobrecompensación. Este es un requisito necesario para cumplir con la normativa europea de ayudas de estado.
 - En Países Bajos existen tres cláusulas que evitan la sobrecompensación:
 - Precio suelo que limita el monto de la cobertura que puede recibir el beneficiario en caso de que el precio del carbono sea muy bajo.
 - Control de rentabilidad ex - post al finalizar la fase de construcción/adaptación del proceso productivo, cuando las condiciones del proyecto hayan cambiado o cuando el beneficiario reciba otra(s) ayuda(s) a la descarbonización. En caso de que el control de rentabilidad encuentre que el beneficiario ha recibido más ayuda de la necesaria para incentivar la inversión (debido a la incertidumbre en las proyecciones de costes a la hora de acordar el contrato), este tendrá que devolver el exceso al Estado.

- Cláusulas claw-back para inversiones en producción de energía solar y eólica (desde 2024) para proteger al Estado frente al riesgo de que los ingresos de mercado durante los contratos de SDE++ sean mayores de los esperados.
- En Francia existe tanto un control del desempeño de la descarbonización, sujeto a ajustes ex - ante y sanciones ex - post, como un control de no sobrecompensación, en función de un plan de negocio donde el candidato deberá justificar el WACC, los gastos de inversión, los gastos operativos, etc.
- En Dinamarca, el CCfD contiene unas cláusulas de claw-back en las que el beneficiario tendrá que devolver parte de la cobertura al Estado si se sobrepasan ciertos límites.
- En los CCfDs bidireccionales el control de rentabilidad se produce de forma automática: cuando el precio del ETS es muy elevado, el beneficiario devolverá al Estado la diferencia entre el precio de referencia y el precio de ejercicio. El CCfD vigente en Alemania es bidireccional.

3.2.3 Método de asignación

Existen tres métodos principales de asignación de ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía:

- **Ventanilla abierta.** El nivel de apoyo por tonelada de carbono evitada es determinado por el Estado (se establece el precio de ejercicio y el método de cálculo de los costos evitados bajo el EU ETS). La elegibilidad es definida por el Estado y los emplazamientos industriales elegibles pueden solicitar esta ayuda en cualquier momento, mientras y exista partida presupuestaria a tal efecto.
- **Negociación bilateral.** Consiste en una negociación bilateral entre la administración y los inversores para fijar el nivel de la cobertura y sus términos. Los criterios de elegibilidad para esta negociación se definen previamente, y se pueden aplicar criterios específicos para seleccionar a los solicitantes. Posteriormente, se llevan a cabo amplias discusiones que conducen a la determinación del precio de ejercicio. Éste es el enfoque planteado en el Reino Unido para asignar el mecanismo CCIs (*Contracts for Carbon Intensity*).
- **Método de asignación competitivo.** El método de asignación competitivo por excelencia es la subasta o la licitación pública. En este sistema el Estado establece un presupuesto máximo, ya sea en euros o en toneladas de emisiones evitadas durante varios años tras la implementación de los contratos. El precio de ejercicio se determina a través de la competencia en las pujas, en función de las ofertas realizadas por los solicitantes. Los proyectos se clasifican en orden ascendente según el apoyo requerido, hasta alcanzar el objetivo provisional de emisiones evitadas o el presupuesto total asignado. En el caso de un CCfD que se implemente en un Estado miembro de la Unión Europea, es necesario que el mecanismo se asigne mediante un sistema de concurrencia competitiva para garantizar el criterio de proporcionalidad que se explica en más detalle

en la siguiente sección.² Este enfoque ha sido adoptado, en todos los países de la UE en los que se ha aprobado un CCfD: en los Países Bajos, Francia, Alemania y Dinamarca.

3.2.4 Precio de referencia

El precio de referencia representa el coste evitado al reducir emisiones. Para una industria expuesta al ETS, el precio de mercado del ETS es una referencia de precio medible que permite cuantificar el ahorro al que da lugar la inversión en un proyecto de descarbonización.

Dado que las instalaciones que firman un CCfD reducen drásticamente sus emisiones pero siguen teniendo derecho a recibir asignaciones gratuitas, serán vendedoras netas de derechos. Como las asignaciones gratuitas se llevan a cabo de forma anual, definir el precio de referencia como el precio promedio anual permite a las empresas evitar el riesgo de fluctuación de precio vendiendo sus derechos de forma constante durante el año.

Tanto en Alemania como en los Países Bajos y Dinamarca el precio de referencia es el precio medio anual del CO₂ en el mercado ETS.

3.2.5 Precio de ejercicio

El precio de ejercicio refleja el coste adicional de invertir en una tecnología de descarbonización y se expresa en euros por tonelada de CO₂ abatida. La cobertura solo será efectiva si cierra la brecha entre el precio del carbono y el coste total de evitar emisiones. El precio de ejercicio, por lo tanto, se corresponde con el sobre coste total con respecto a la tecnología convencional, neto de cualquier subsidio o subvención.

El precio de ejercicio es distinto para cada beneficiario y se determina en el momento de la puja. Las distintas tecnologías de descarbonización están asociadas a estructuras de costes heterogéneas. Por ejemplo, algunas serán más intensivas en capital, mientras que otras tendrán mayores costes operativos. El anclaje del precio de ejercicio al sobre coste total permite que la herramienta sea igualmente relevante y efectiva independientemente del tipo de tecnología y estructura de costes. En el caso de los proyectos más intensivos en CAPEX, el CCfD se puede combinar con ayudas a la inversión pero estas serán descontadas al del precio de ejercicio y, por tanto, de la cobertura.

Indexación de costes energéticos

Una vez asignado el mecanismo, el precio de ejercicio se corresponderá al sobre coste esperado en el momento de la licitación competitiva. Por lo tanto, un precio de ejercicio fijo

² En ese sentido, las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía determinan, en su apartado 103, que: “En general, las ayudas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero deberían concederse a través de un procedimiento de licitación competitivo, tal como se describe en los puntos 49 y 50, de modo que los objetivos de la medida (65) puedan alcanzarse de manera proporcionada que minimice el falseamiento de la competencia y los intercambios.”

no cubre el riesgo de perder competitividad con respecto a la opción de no descarbonizar. Por ejemplo:

- Si el gasto energético resulta ser menor de lo esperado, el beneficiario podría recibir pagos mayores de los necesarios.
- Si el gasto energético resulta ser mayor de lo esperado, el beneficiario podría recibir menos pagos de los necesarios.

Como respuesta a este riesgo, el precio de ejercicio puede indexarse a los precios de las fuentes de energía. De esta forma, el precio de ejercicio efectivo es variable para garantizar que la cobertura sea suficiente y no es excesiva. Por ejemplo, en un proyecto de electrificación (que sustituya tecnologías convencionales que utilicen combustibles fósiles) se podría indexar el contrato al precio de la electricidad y al precio de los combustibles fósiles.

3.2.6 Duración del contrato

La duración del contrato determina la velocidad de recuperación de los costes iniciales, así como el número de años que se pueden recuperar los sobrecostes operacionales.

- Los contratos más cortos garantizan una recuperación más rápida de los costes de capital, pero tenderán a requerir niveles más altos de cobertura para cubrir la brecha de costes, ya que el capex se recupera en un periodo inferior. Por otro lado, los sobrecostes operacionales se recuperan durante un período más corto de tiempo.
- Lo contrario ocurre en períodos más largos: el horizonte temporal es más amplio, lo que lleva a una recuperación más lenta del capital inicial y el beneficiario puede recuperar el sobrecoste de opex durante un período de tiempo más largo.

Como punto de partida, la duración máxima de un contrato es la vida útil de los activos. Éste será, por lo tanto, un límite cuasi-físico a la duración de los contratos. Además de las consideraciones sobre el nivel y la duración de los pagos de la cobertura, las disposiciones legislativas pueden limitar las opciones respecto a la duración del contrato. La duración de los contratos en la experiencia internacional es de 15 años en Francia, Alemania y Reino Unido, de 12 a 15 años en Países Bajos, y de 20 años en Dinamarca.

3.2.7 Volúmenes de producción

Al definir los volúmenes de producción que estarán cubiertos por el mecanismo, las empresas interesadas pueden estimar el volumen de emisiones que se evitarán durante la vida útil de las inversiones. Esto es necesario para calcular el precio de ejercicio, que se expresa como el sobrecoste total por unidad de emisiones evitadas.

El nivel real de producción (y, por tanto, de reducción de emisiones) puede ser distinto al previsto. Esto afectará el nivel de la cobertura, ya que los pagos de un CCfD se realizan por

tonelada de CO₂ efectivamente abatida, lo que provoca un riesgo para el beneficiario del CCfD.

Banking

En los Países Bajos existe un mecanismo que permite suavizar el riesgo de volumen. Los beneficiarios pueden usar el *forward banking* y el *backward banking*. El *forward banking* aplica cuando la producción (y, en consecuencia, las emisiones de CO₂ abatidas) es menor a la esperada en un año. En ese caso, se permite que el beneficiario pueda abatir en los años posteriores una cantidad de emisiones mayor a la estipulada en el CCfD para compensar por las menores emisiones de años anteriores. También es posible usar el *backward banking* para transferir producción en exceso a la fijada anualmente en el contrato a años anteriores si en estos se produjo de menos. En Países Bajos el *backward banking* en un año está limitado al 25% de la producción anual sujeta al CCfD.³

³ Esta limitación busca desincentivar que una planta tenga incentivos a reducir menos emisiones porque sabe que los ingresos del CCfD que pierde por ello se pueden recuperar en años posteriores.

4 Compatibilidad con el régimen de ayudas de estado de la UE

Con el objetivo de proteger la competencia en el mercado interno de la Unión Europea, el Artículo 107(1) del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) establece el principio general de prohibición de las ayudas de estado⁴. Sin embargo, los párrafos 2 y 3 del mismo artículo indican que, en determinadas circunstancias, las ayudas de estado pueden considerarse compatibles con el buen funcionamiento del mercado interno. Los Estados miembros están obligados a notificar a la Comisión Europea (CE) cualquier ayuda de estado⁵.

En la Comunicación 2022/C 80/01, la Comisión establece las directrices para aprobar o rechazar ayudas de estado en materia de clima, protección del medio ambiente y energía, propuesto por un Estado miembro. Esta comunicación incluye disposiciones específicas aplicables a ayudas destinadas a la reducción y eliminación de las emisiones de gases de efecto invernadero, que son las aplicables a los CCfDs⁶.

Además, existen decisiones de la CE (para Dinamarca y Países Bajos) que analizan la compatibilidad de mecanismos de tipo CCfD dentro del marco normativo de ayudas de apoyo a la reducción y eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta sección resume la compatibilidad de los CCfD con las directrices de la CE sobre ayudas estatales en materia de clima, protección ambiental y energía, considerando las directrices y su aplicación por parte de la CE.

A continuación presentamos la definición de ayuda de estado según la Comisión y cómo los CCfD encajan en este concepto. En el Anexo B analizamos con mayor detalle los criterios utilizados por la Comisión para validar un mecanismo de ayuda de estado y examinamos su aplicación a los CCfD. Este enfoque permite establecer una base sólida para evaluar la viabilidad de los mecanismos CCfD bajo el marco regulador actual de la UE.

4.1 Definición de ayuda de estado

En términos generales, la CE prohíbe las ayudas estatales, salvo en situaciones excepcionales en las que resulten esenciales para garantizar un adecuado funcionamiento

⁴ Véase el párrafo quinto de las *Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022*, disponibles en <https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/2022-guidelines-on-state-aid-for-climate-environmental-protection-and-energy.html>

⁵ Art. 108(3) del TFUE.

⁶ Véase la sección 4.1 de las Directrices: “Ayudas para la reducción y eliminación de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluido el apoyo a las energías renovables y a la eficiencia energética”

de la economía. Para determinar si una medida constituye una ayuda de estado, deben cumplirse tres criterios clave⁷:

1. **Presencia de recursos públicos.** La medida implica una atribución de recursos financieros controlados por el Estado o las autoridades públicas o que recaigan bajo su esfera de influencia. En el caso de los CCfD, la cobertura consiste en flujos financiero directos entre el Estado y las industrias beneficiarias.
2. **Riesgo de distorsión del mercado.** Una ayuda de estado debe provocar un riesgo de distorsión de la competencia y/o afectación del comercio intracomunitario. Los CCfD afectan directamente a la competencia porque impactan en los costes de los fabricantes..
3. **Selectividad de la medida.** Para constituir ayuda de estado, la medida debe conferir una ventaja selectiva a ciertos actores económicos. Es decir, estos actores perciben un beneficio que no habrían obtenido en condiciones normales de mercado. Los CCfD permiten a ciertas instalaciones llevar a cabo proyectos que, de otro modo, no serían viables a nivel financiero. Mientras tanto, aquellas instalaciones que no cuenten con la asignación de estos contratos no recibirán los mismos beneficios.

Dado que un CCfD cumple con los criterios para ser considerado una ayuda estatal (como ya ha sido reconocido, por ejemplo, en el caso de los esquemas de Francia, Países Bajos, Dinamarca y Alemania) el mecanismo estará sujeto a una evaluación de la CE para determinar si se ajusta a la legalidad comunitaria.

4.2 Compatibilidad de los CCfD con el régimen de ayudas de estado

Las Directrices sobre la política medioambiental y de ayudas a la energía de 2022 ofrecen orientación sobre cómo la Comisión evaluará la compatibilidad de las medidas de protección del medio ambiente, incluida la protección del clima, y las medidas de ayuda energética que están sujetas al requisito de notificación en virtud del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

El ETS UE es una herramienta clave de la política de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de forma rentable en la Unión y luchar contra el cambio climático. Es el primer gran mercado de carbono del mundo y sigue siendo el mayor. La revisión de la Directiva ETS UE, en el marco de la legislación «Fit for 55» ya en vigor, ha reforzado el sistema existente y ampliado la tarificación del carbono a nuevos sectores.

En varias ocasiones la Comisión ha evaluado los CCfD con arreglo a las normas de la UE sobre ayudas estatales, en particular el artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, que permite a los Estados miembros apoyar el desarrollo de determinadas actividades económicas sujetas a determinadas condiciones, y

⁷ Véase https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/overview_en

las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía (“CEEAG”), que permiten a los Estados miembros apoyar medidas que reduzcan o eliminen las emisiones de CO₂.

En todos los casos la Comisión concluyó que

- El plan es necesario y apropiado para apoyar la descarbonización en los sectores cubiertos por el ETS, en consonancia con los objetivos medioambientales europeos y nacionales.
- El plan tiene un efecto incentivador, ya que los beneficiarios no realizarían las inversiones en descarbonización en la misma medida sin el apoyo público.
- El programa tiene un impacto limitado en la competencia y el comercio dentro de la UE. La ayuda es necesaria para contribuir a los objetivos medioambientales europeos y nacionales. Además, es proporcionada y cualquier efecto negativo sobre la competencia y el comercio en la UE será limitado, dado el diseño del proceso garantizará que el importe de la ayuda se mantenga al mínimo.
- Además, garantiza que la ayuda produzca reducciones generales de CO₂ y no simplemente desplace las emisiones de un sector a otro.

5 Propuesta CCfD para la industria española

En esta sección proponemos un CCfD para el fomento de la descarbonización de la industria española, en línea con los objetivos de descarbonización industrial del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE).

El diseño que planeamos pretende compaginar las necesidades específicas de la industria española con los criterios de legalidad de la UE en materia de ayudas del estado, tomando como referencia programas de CCfD ya aprobados por la CE. De esta forma, planteamos un CCfD:

- aplicable a la industria española sujeta al sistema ETS;
- asignado a través de un procedimiento de licitación competitivo.
- unidireccional con control de rentabilidad ex – post;
- con garantías de rentabilidad para las empresas;
- con indexación a los precios de las fuentes de energía para las que no existan PPAs de larga duración;
- de 15 años de duración; y
- con *forward* y *backward banking* de producción.

5.1 Ámbito de aplicación

Desde el punto de vista sectorial, proponemos que el CCfD sea aplicable a toda industria sujeta al ETS⁸ que lleve a cabo una inversión de su proceso productivo con el objetivo de descarbonizar, de forma que la reducción de emisiones asociada con dicha inversión sea sustancial y cuantificable.

Desde el punto de vista tecnológico, proponemos todas las tecnologías que reduzcan las emisiones de CO₂ de forma significativa. En este informe planteamos tres ejemplos de inversiones que no deben considerarse exhaustivos:

- Electrificación del proceso productivo de una empresa química;
- Sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes;
- instalación de un sistema de captura, transporte y almacenamiento (CCS) para emisiones de difícil abatimiento de los crackers.

Otro ejemplo sería la sustitución de gas natural por biometano.

⁸ Esto se corresponde con los grupos B y C del CNAE

5.2 Tipo de mecanismo

Con el objetivo de garantizar que el CCfD cumpla con la legalidad europea y proporcione a las empresas el incentivo necesario para descarbonizar, proponemos un CCfD unidireccional con control de rentabilidad ex - post y un sistema de garantías.

Así, por un lado proponemos un CCfD unidireccional con un control de rentabilidad ex - post para asegurar el criterio de proporcionalidad y evitar la sobre-compensación de las empresas beneficiarias cuando las circunstancias cambien con respecto al momento de la puja. Este es el tipo de mecanismo elegido en la mayoría de programas de CCfD aprobados en Europa: Países Bajos, Francia, Dinamarca y Reino Unido.

Por otro lado, proponemos un mecanismo con garantías que minimicen el riesgo de pérdida de rentabilidad de las empresas. El riesgo de rentabilidad de las empresas viene dado por lo siguiente:

- El diseño del CCfD no tiene en cuenta que en un escenario de costes de emisión muy elevados, la empresa no descarbonizada podría estar incurriendo en unos costes tan altos que le sería rentable económicamente cerrar. En este escenario contrafactual alternativo, estaríamos sobreestimando el ahorro de la empresa descarbonizada. Es decir, los posibles pagos de la empresa al estado por el CCfD serían excesivos y, por tanto, el monto global del CCfD sería insuficiente para incentivar la acción de descarbonización.
- La inversión en descarbonización de la empresa descarbonizada no se traduce directamente en un flujo de caja positivo, a diferencia de los mercados eléctricos donde la venta de la energía solar o eólica podría generar ingresos extraordinarios. Esto se debe a que la industria, por la situación regulatoria y de mercado, no ve trasladado a sus precios la subida de precios de ETS. Esto puede provocar que no se recuperen los montos invertidos para descarbonizar. Este es el caso, por ejemplo, de empresas que compiten en el mercado internacional, ya que muchas empresas internacionales operan en mercados no sujetos al sistema ETS (o similares) y no están obligadas a descarbonizarse. Así, podría darse un escenario en el que la empresa se enfrente a pérdidas: si el precio del CO₂ sube la empresa recibiría menores pagos por el CCfD y no podría aumentar sus ingresos de mercado.

5.2.1 Garantías de rentabilidad de las empresas

Las garantías propuestas para minimizar los riesgos de rentabilidad de las empresas son las siguientes:

- **Compartición de riesgos con el gobierno.** Las inversiones en tecnologías de descarbonización tienen unos costes inciertos que pueden ser difíciles de anticipar en el momento de la puja. Por ello proponemos que se comparen los costes previstos con los

costes reales tras un año de la finalización de la construcción del proyecto. Si el coste real (capex y opex) es mayor al previsto en el momento de la puja, los beneficiarios podrán recibir un porcentaje de este sobrecoste. De forma análoga, si los costes de son menores, el Estado podrá recuperar el mismo porcentaje del exceso.

Este mecanismo garantiza que se mantengan los incentivos de las instalaciones industriales a pujar al sobrecoste estimado a la vez que se minimiza el riesgo para ambas partes. Este mecanismo es similar al ejemplo de Países Bajos, pero a diferencia del sistema holandés garantiza la recuperación del exceso de costes también por parte del beneficiario.

- **Cláusula de salida.** Proponemos que el beneficiario pueda renunciar al contrato con un preaviso de dos años. Este preaviso podrá darse a partir del quinto año del contrato o dos años después de tener que realizar una devolución al Estado (en caso de control de rentabilidad). Una vez que la finalización del contrato de CCfD se materialice, no habrá ningún pago entre el Estado y la empresa. En la experiencia internacional, vemos ejemplos de cláusulas de salida en el CCfD alemán y en el CCfD danés.
- **Límite máximo a las devoluciones.** Proponemos que el beneficiario no tenga que devolver al Estado (en caso de control de rentabilidad) un monto total acumulado superior lo que haya recibido hasta la fecha.

5.3 Método de asignación

Proponemos un método de asignación basado en un procedimiento de licitación competitiva de tipo “*pay as bid*”. En este procedimiento las empresas interesadas propondrán un precio de ejercicio que dependerá del sobre-coste de la inversión en relación con la cantidad de emisiones abatidas. Las empresas que ganen la puja, que dependerá no solo del precio de ejercicio sino de otras condiciones establecidas por el gobierno como por ejemplo la intensidad de abatimiento, recibirán un pago de cobertura que dependerá del precio de ejercicio pujado y la escala de emisiones a abatir.

Dado un presupuesto máximo, solo se asignará el CCfD a las ofertas que cumplan mejor con las condiciones exigidas por el gobierno. El gobierno podrá disponer un mínimo de emisiones abatidas para optar al CCfD, de forma que se prioricen las inversiones que permitan un nivel de descarbonización sustancial.

Proponemos que el gobierno establezca presupuestos separados para ciertas tecnologías que, pese a presentar un coste de abatimiento más elevado, se consideren necesarias para lograr la descarbonización industrial. En concreto, nuestro análisis aconseja la creación de, al menos, cuatro presupuestos separados: para electrificación, para la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno; para la sustitución de combustibles fósiles por biometano; y para captura y almacenamiento de carbono. Esto se debe a los diferentes costes de

abatimiento de estas tecnologías/combustibles y por la utilidad de llevar a la práctica todas ellas para lograr la descarbonización de la industria española.

Proponemos un plazo máximo de 5 años desde la adjudicación del CCfD hasta la decisión final de inversión y un plazo máximo de 7 hasta la puesta en operación

5.4 Precio de referencia

El precio de referencia será el precio medio anual del ETS. Esto permite a las empresas que llevan a cabo la acción de descarbonización vender sus asignaciones gratuitas de manera constante durante todo el año, evitando el riesgo de precio.

5.5 Precio de ejercicio

El precio de ejercicio se determina en el momento de la puja y dependerá del coste adicional (opex y capex) de la tecnología sujeta al CCfD. Las empresas están incentivadas a pujar un precio de ejercicio realista porque un precio de ejercicio muy alto reduce las probabilidades de optar al CCfD.

5.5.1 Indexación de costes energéticos

Los precios de las fuentes de energía (opex) pueden fluctuar durante el periodo de vigencia del CCfD si no existen PPAs de largo plazo. Esto puede generar un riesgo para las empresas, que pueden llegar a recibir una cobertura insuficiente en caso de que los precios de las fuentes de energía necesarias en la planta descarbonizada suban desproporcionadamente con respecto a los precios de las fuentes de energía de la tecnología convencional. Por el contrario, si los precios de las fuentes de energía necesarias en la planta descarbonizada bajan desproporcionadamente con respecto a los precios de las fuentes de energía que hubiera tenido que pagar en el escenario contrafactual, la empresa estaría siendo sobrecompensada.

Por ello, proponemos la indexación a los precios de las fuentes de energía para las que no existan PPAs de larga duración.

5.6 Duración del contrato

Proponemos una duración del contrato de 15 años, en línea con la experiencia internacional.

5.7 Volúmenes de producción

El monto anual de la cobertura dependerá del volumen de emisiones abatidas cada año y, por tanto, del nivel de producción. Para mitigar el riesgo de volumen proponemos un sistema de *banking* similar al planteado en los Países Bajos.

Proponemos que los beneficiarios pueden usar el *forward banking* para transferir el monto no utilizado debido a una producción por debajo del número máximo anual de horas de carga elegibles para la cobertura del CCfD a años posteriores. También proponemos que se pueda usar el *backward banking* para transferir producción no subvencionada a años posteriores, con un límite máximo de un tercio (33%) de la producción sujeta a la cobertura del CCfD.

6 Casos de estudio

Esta sección presenta tres casos de estudio hipotéticos, desarrollados con la finalidad de ilustrar la aplicación del mecanismo de CCfD propuesto. Estos ejemplos no son exhaustivos ni pretenden limitar el tipo de inversiones o tecnologías elegibles para el mecanismo.

Los casos de estudio constituyen ejemplos de CCfDs aplicados a inversiones orientadas a la descarbonización de la industria química. Las inversiones consideradas son las siguientes:

- Electrificación de una planta de producción química.
- Sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes.
- Captura, transporte y almacenamiento (CCS) de emisiones difícilmente abatibles de CO₂ del cracker.

En los tres casos de estudio se calcula el precio de ejercicio y el monto de la cobertura de forma análoga, siguiendo la lógica plasmada en la sección 2.

6.1 La modelización de los casos de estudio

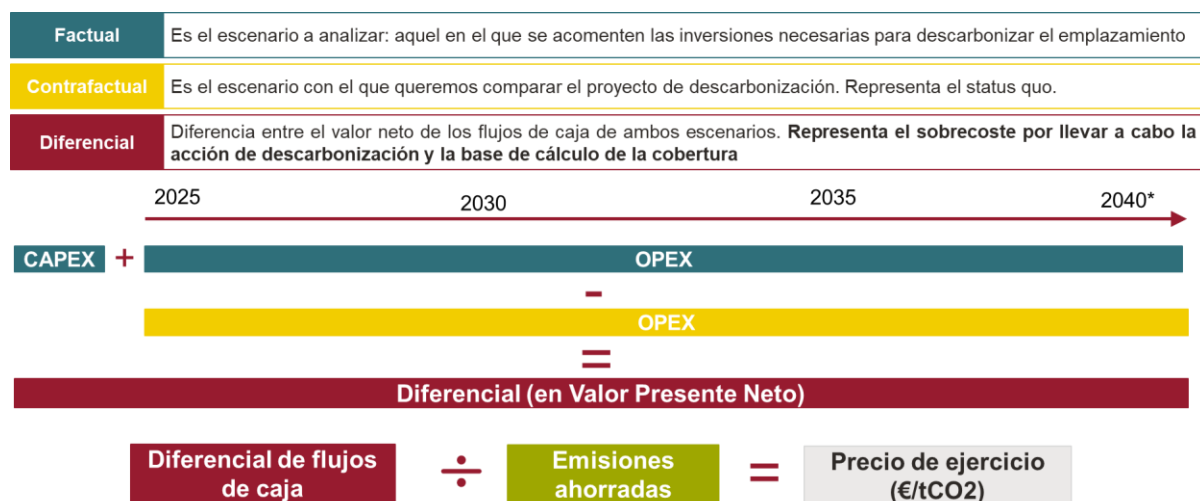
A continuación, explicamos cómo funciona la modelización. El primer paso es calcular el precio de ejercicio y el segundo paso es calcular el monto de la cobertura. Como se ha explicado en la sección 2 y detallamos a continuación, la cobertura se calcula en función del precio de ejercicio, el precio de referencia y las emisiones abatidas.

6.1.1 Precio de ejercicio

El precio de ejercicio se calcula comparando la diferencia total entre los costes (tanto capex como opex) en los escenarios factual y contrafactual a lo largo de la duración del contrato. El escenario factual es el escenario en el que se acometen las inversiones de descarbonización, mientras que el escenario contrafactual refleja el *statu quo*. Los casos de estudio presentan tres ejemplos hipotéticos de estos escenarios en la práctica.

El diferencial de costes se divide entre el número total de emisiones abatidas gracias al proyecto de descarbonización apoyado por el CCfD y, así, el precio de ejercicio se expresa en €/tCO₂.

Figura 3 Precio de ejercicio



Fuente: Frontier Economics

Nota: * Duración aproximada del contrato, asumiendo CCfDs de 15 años y puesta en funcionamiento en 2025

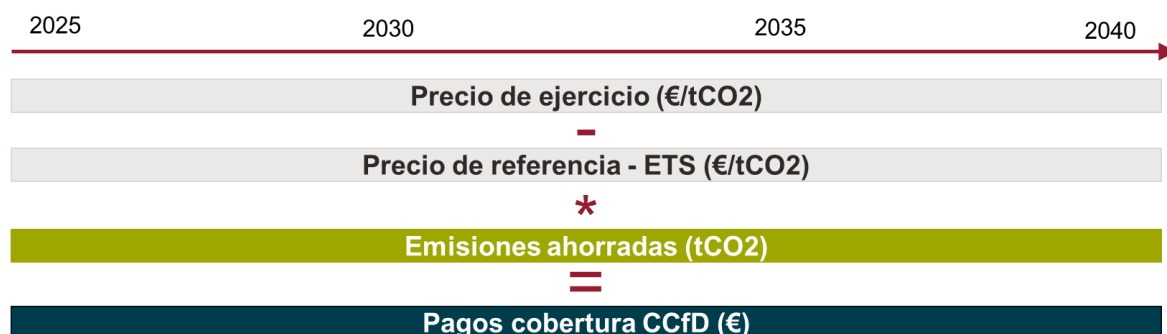
6.1.2 El monto total de la cobertura

La *cobertura unitaria* consiste en la diferencia entre el precio de ejercicio, que representa los costes adicionales de la inversión, y el precio de referencia, que representa el coste evitado al reducir emisiones. Se expresa en € por tonelada de CO₂ abatida (€/tCO₂).⁹ La *cobertura total* resulta de multiplicar la cobertura unitaria por el total de emisiones ahorradas. Así, los pagos de cobertura del CCfD se expresan en €.

La siguiente figura muestra el cálculo de la cobertura unitaria y la cobertura total. El monto de la cobertura fluctúa en el tiempo en función del precio de referencia (i.e. precio del ETS), siendo dicho monto igual a cero cuando el precio de referencia supere el precio de ejercicio (CCfD unilateral). El riesgo de posible sobre-compensación se minimiza a través de controles de rentabilidad llevados a cabo por el gobierno cuando las circunstancias cambien. Por ejemplo, si los precios del ETS aumentan de forma significativa por encima de lo previsto.

⁹ Asumimos el mismo número de asignaciones gratuitas en el factual y en el contrafactual. Por tanto, en el contrafactual los costes por CO₂ (o menores ingreso por venta de derechos de emisión) son mayores a los del factual en un monto igual al valor de la diferencia entre las emisiones en el contrafactual y el factual.

Figura 4 Cobertura total



Fuente: Frontier economics

Nota: * Duración aproximada del contrato, asumiendo CCfDs de 15 años y puesta en funcionamiento en 2025

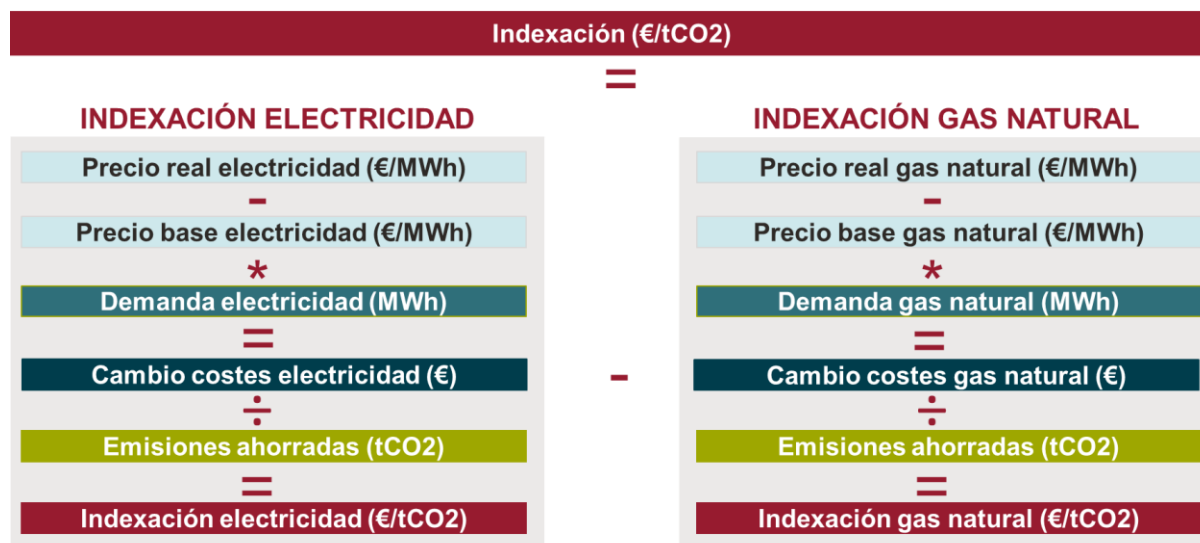
6.1.3 Indexación de costes energéticos

La indexación ajusta de forma automática el precio de ejercicio, y por tanto también la cobertura, en función de la evolución de los costes de las materias primas utilizados en los escenarios factual y contrafactual. La indexación reduce el riesgo de precios de las materias primas que no estén sujetas a un PPA, de forma que el beneficiario siempre reciba el sobrecoste del extracoste de la descarbonización.

Cabe mencionar que el componente de indexación no es imprescindible en CCfD unilaterales con control de rentabilidad, ya que el potencial desajuste en la compensación se puede ajustar ex - post.

La Figura 5 presenta el ejemplo del cálculo de la indexación en el caso de estudio 1, donde la inversión consiste en la electrificación de una planta química.

Figura 5 El cálculo de la indexación de costes energéticos en la práctica



Fuente: Frontier Economics

En los tres casos de estudio proponemos ejemplos de CCfD indexados. Esta indexación se hace:

- A la electricidad y al gas en el caso de electrificación, ya que en el contrafactual se sigue usando gas y en el factual se sustituye el consumo de gas por electricidad;
- A la electricidad y al gas en el caso de hidrógeno, ya que en el contrafactual se sigue usando gas y electricidad y en el factual se sustituye el consumo de gas por hidrógeno verde y aumenta el consumo eléctrico¹⁰. En el caso base el H₂ no se indexa puesto que asumimos PPA de H₂ durante el período de duración del CCfD; y
- A la electricidad en el caso de captura de CO₂, ya que el proceso de captura consume electricidad

6.2 Supuestos comunes a los tres casos de estudio

Esta sección presenta los supuestos comunes a los tres casos de estudio en relación con los precios de las fuentes de energía y el coste de las emisiones.

6.2.1 Precios de las fuentes de energía

Esta sección presenta los supuestos de costes de gas y electricidad. Para los precios de la energía eléctrica y de la molécula de gas proponemos tres escenarios respectivamente:

¹⁰ El aumento del consumo eléctrico está relacionado con el cambio tecnológico de la planta y no está destinado a la fabricación de H₂ verde.

escenario alto, medio y bajo. La Figura 6 presenta los tres escenarios de costes de la energía. Para el escenario base se asumen costes medios.

Los precios de la electricidad

Los precios de la electricidad se componen del coste de la energía, el coste de red y los impuestos, peajes y cargos.

Los **precios de la energía eléctrica** se basan en el precio de futuros a 2025 en el OMIE (68,5 €/MWh)¹¹ más los costes adicionales del precio spot de 2023 y 2024 (17,6%). Así, el punto de partida para el coste de la electricidad en 2025 se asume que es de 80,6 €/MWh. Los escenarios considerados son los siguientes:

- **Bajo:** los precios evolucionan de acuerdo a los futuros del OMIE. Dado que el vencimiento máximo es a 10 años, calculamos la tasa de cambio anual y asumimos que se mantiene esa tendencia hasta el 2050. Así, asumimos un precio de la electricidad de 44,4 €/MWh en 2050.
- **Medio:** los precios de la electricidad se mantienen estables al nivel de 2025, de forma que el precio de la electricidad en 2050 es de 80,6 €/MWh.
- **Alto:** los precios crecen linealmente hasta el coste del nuevo entrante (solar y baterías), de forma que el precio de la electricidad en 2050 es de 109,6 €/MWh.

Asumimos unos costes de red, impuestos, peajes y cargos de 40,5 €/MWh, en línea con los costes medios de consumidores industriales reportados en EUROSTAT en los últimos cinco años (i.e 2019 a 2023).¹² Por simplicidad asumimos que estos costes se mantienen constantes a lo largo del tiempo.

Los precios del gas

Los precios del gas se componen del coste de la molécula, el coste de red y los impuestos y cargos.

Los **precios de la molécula de gas** se basan en las expectativas actuales en el mercado español, de acuerdo con los futuros del MIBGAS¹³ (39,7 €/MWh). Cada escenario está basado en estimaciones de la IEA, conforme al recién publicado WEO¹⁴. Los escenarios

¹¹ Fuente: OMIE, 31/10/2024, <https://www.omie.pt/en>

¹² Los costes de red, impuestos y cargos incluyen “network costs”, “taxes fees levies and charges”, “renewable taxes”, “capacity taxes”, “environmental taxes”, “nuclear taxes” y “other”. Utilizamos datos de costes de consumidores con un consumo de 150.000 MWh o más.

¹³ Fuente: MIBGAS. PVB. 1Y & 2Y delivery products, <https://www.mibgas.es/es/market-results?date=2024-07-09>

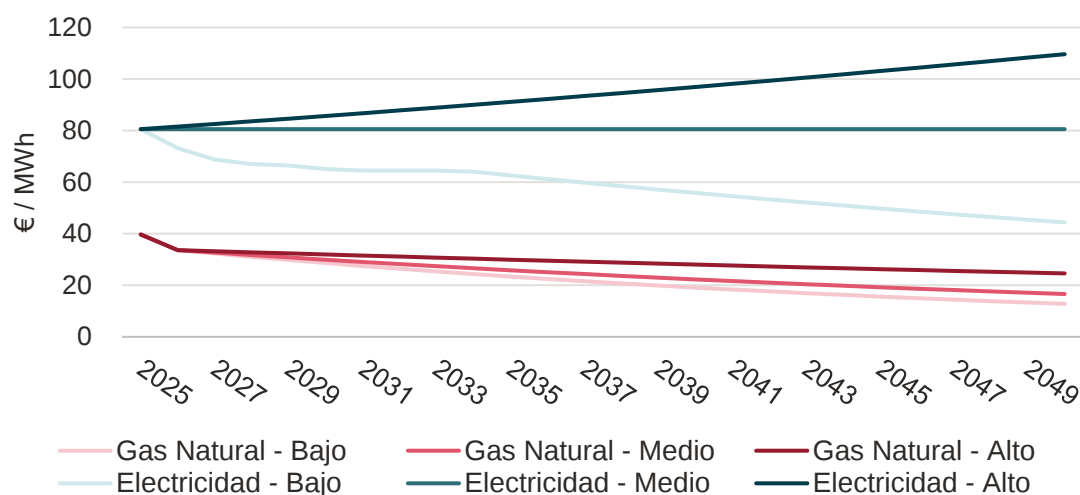
¹⁴ Fuente: IEA (2024). WEO, p. 144, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5e9122fc-9d5b-4f18-8438-dac8b39b702a/WorldEnergyOutlook2024.pdf>

considerados, que reflejan distintos grados de optimismo bajo la premisa de que el precio caerá desde los elevados niveles actuales, son los siguientes:

- **Bajo:** asumimos un precio del gas que evoluciona según el escenario STEPS (*Stated Policies Scenario*, por sus siglas en inglés) y alcanza los 12,8 €/MWh en 2050.
- **Medio:** asumimos un precio del gas que evoluciona según el escenario APS (*Announced Pledges Scenario*, por sus siglas en inglés) y alcanza los 16,6 €/MWh en 2050.
- **Alto:** asumimos un precio del gas que evoluciona según el escenario APS (*Net Zero Emissions by 2050*, por sus siglas en inglés) y alcanza los 24,6 €/MWh en 2050.

Asumimos unos costes de red, impuestos, peajes y cargos de 12.2 €/MWh, en línea con los costes medios de consumidores industriales reportados en EUROSTAT en los últimos cinco años (i.e 2019 a 2023).¹⁵

Figura 6 Escenarios de precios de la energía (gas y electricidad)



Fuente: Frontier Economics

Nota: La evolución de los precios del gas y la electricidad considera solamente la evolución del precio de la energía.

6.2.2 Emisiones

La modelización emplea diferentes variables en relación a las emisiones:

- El precio de los derechos de emisión
- Las emisiones en el factual y el contrafactual

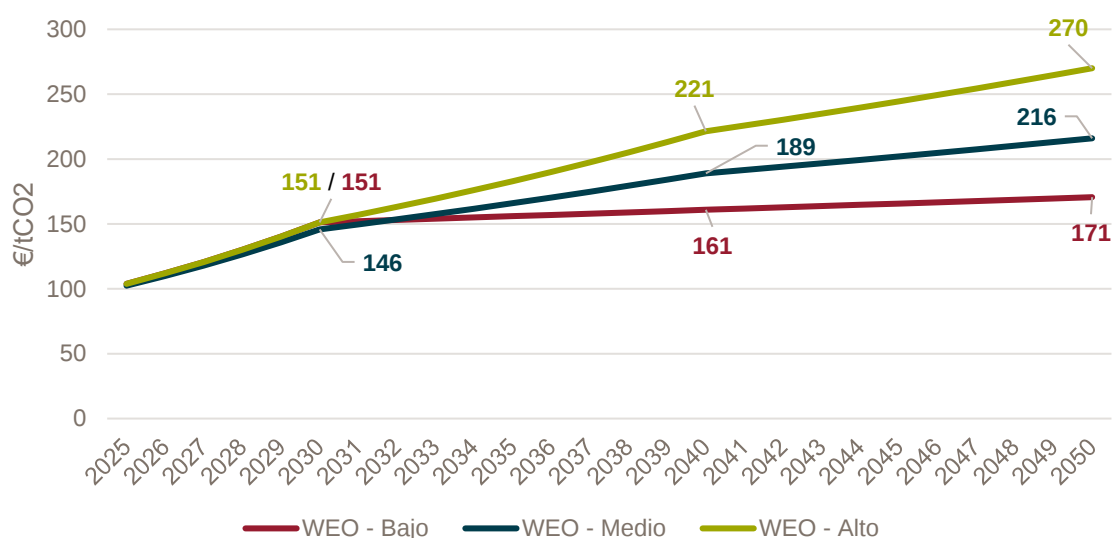
¹⁵ Los costes de red, impuestos y cargos incluyen “network costs”, “taxes fees levies and charges”, “renewable taxes”, “capacity taxes”, “environmental taxes” y “other”. Utilizamos datos de costes de consumidores con un consumo de 4 millones de GJ o más. Para consumidores con un consumo menor (i.e. de 1 millón de GJ a 4 millones de GJ) la diferencia de coste no es significativa (i.e. 1 €/MWh). Por simplicidad, asumimos el mismo nivel de consumo para los dos casos de estudio (electrificación e hidrógeno verde).

- Las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el factual y en el contrafactual

Precio de los derechos de emisión

La Figura 7 presenta los tres escenarios en relación con el coste de emisión, o proyecciones de precios ETS del Reglamento del Comercio de Derechos de emisión (RCDE). Estas proyecciones se basan en las proyecciones *STEPS* (baja), *APS* (media) y *Cero emisiones en 2050* (alta) del *World Energy Outlook* de 2024, que reflejan distintos grados de ambición de los compromisos climáticos¹⁶. El escenario base considera las proyecciones basadas en el escenario medio (línea azul).

Figura 7 Escenario de precios del ETS



Fuente: Frontier Economics basado en las proyecciones de los precios de ETS del WEO, AIE.

Nota: Los escenarios de precio del carbono están basados en los escenarios del WEO. En la actualidad (2025) el precio del carbono se sitúa en los 70 €/tCO2

Emisiones en el factual y en el contrafactual

Cada caso de estudio describe las emisiones en el escenario contrafactual y en el escenario factual. En el escenario factual las emisiones de los procesos productivos objeto de la acción de descarbonización se vuelven nulas o casi nulas. En alguno de los casos en el contrafactual se llevan a cabo pequeñas inversiones que reducen el nivel de emisiones para tener en cuenta posibles acciones que se espera se llevarán a cabo, en cualquier caso.¹⁷

¹⁶ Fuente: WEO 2024, p.329, [World Energy Outlook 2024](#)

¹⁷ En concreto, asumimos pequeñas inversiones en el escenario factual del caso hidrógeno para fertilizantes. Se dan más detalles más adelante en la sección correspondiente.

Asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el factual y en el contrafactual

Tanto en el escenario factual como en el contrafactual asumimos que las asignaciones gratuitas de derechos de emisión siguen el factor de reducción propuesto por la CE según el cual en 2034 ya no existen derechos de asignación gratuita¹⁸.

Al calcular el precio de ejercicio, se tiene en cuenta el sobrecoste de la acción de descarbonización. Este suele implicar mayor capex y/o opex. Pero, a la vez, implica un menor coste o mayores ingresos por derechos de emisión. Esto ocurre porque al descarbonizar la planta, esta no necesita (apenas) derechos de emisión y, por tanto, puede obtener ingresos por la venta de los derechos de emisión que recibe de forma gratuita. Y, a su vez, la planta no descarbonizada (escenario contrafactual) necesita comprar derechos por las emisiones que superan su asignación gratuita. Esta diferencia reduce el monto de la cobertura.

6.3 Caso 1: Electrificación de una planta de producción química

Esta sección describe un caso de estudio en el cual se sustituye el gas natural por electricidad en una planta química. En concreto:

- Describe la inversión para electrificación del proceso productivo de una industria química;
- Detalla los ingresos, costes y emisiones diferenciales del proyecto en relación con el contrafactual; y
- Muestra los resultados (precio de ejercicio, cobertura unitaria y cobertura total) del caso base y de tres sensibilidades en relación con (i) el precio del gas y la electricidad, (ii) el precio del ETS y (iii) la duración del contrato.

6.3.1 La inversión

El primer caso de estudio analizado consiste en la asignación de un CCfD para apoyar la descarbonización de la industria química a través de la transformación del proceso productivo. En concreto, se reemplazan los hornos que funcionan con gas natural por hornos eléctricos.

La inversión en electrificación supone un coste de capex inicial elevado dadas las inversiones necesarias en tecnología y equipos. Los costes de opex dependerán de la evolución de los precios de la electricidad en comparación con los precios del gas natural en el contrafactual (tecnología convencional del *statu quo*).

¹⁸ Fuente: Parlamento Europeo, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0246_EN.html

6.3.2 Ingresos, costes y emisiones diferenciales

Los costes e ingresos diferenciales de la inversión en electrificación de una planta química se calculan en relación con un contrafactual en el que no hay inversión adicional y el proceso convencional utiliza gas natural como materia prima principal en el proceso productivo.

La Figura 8 resume los supuesto de ingresos, costes y emisiones en los escenarios factual y contrafactual:

- El nivel de producción e ingresos es el mismo en ambos escenarios. Los costes adicionales consisten en 90M€ de capex adicional.
- El opex adicional consiste en la diferencia del coste de la electricidad con respecto al gas.
- El nivel de emisiones se reduce a cero en el factual y los ingresos por la venta de derechos de emisión gratuita se descuentan del monto total de la cobertura.

Figura 8 Caso 1: supuestos de ingresos, costes y emisiones

CAPEX adicional ■ Inversión de 90M€ ■ 100% cubierto por CCfD	EMISIONES ■ Contrafactual: 101.140 tCO₂ / año, considerando un factor de emisión de 202,28 tCO₂ / GWh. ▫ La empresa adquiere los derechos de emisión que necesita adicionales a su asignación gratuita. ■ Factual: 0 emisiones asociadas. ▫ Beneficios por la venta de derechos de asignación gratuitos descontados
OPEX adicional ■ Sustitución de 500GWh/año de Gas Natural, por 450GWh/año de electricidad	
INGRESOS ■ Producción: 200 kt/año ■ Mismo nivel de producción el en factual que en el contrafactual	

Fuente: Frontier Economics con apoyo de empresas de FEIQUE

Nota: Estos supuestos son hipotéticos y no representan una inversión concreta.

6.3.3 Resultados

Esta sección presenta los resultados del caso base y de las tres sensibilidades consideradas en cuanto al precio de las materias primas (gas y electricidad), el precio del ETS, y la duración del contrato.

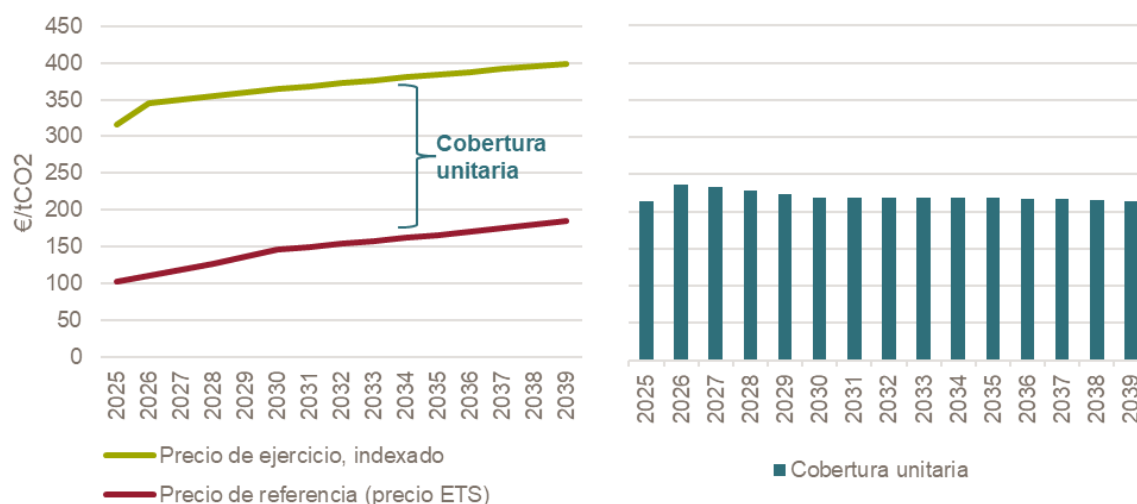
Caso base

El escenario base considera un CCfD unidireccional con una duración de 15 años que se otorga en 2025. En este escenario se asume que los precios de las fuentes de energía (gas y electricidad) evolucionan según el escenario medio. Los precios de las fuentes de energía se indexan.

La Figura 9 muestra la evolución de la cobertura unitaria (barras azules) en función del precio de ejercicio (línea verde) y del precio de referencia (línea roja). Dado que en este escenario el precio del gas disminuye en el tiempo, el precio de ejercicio se ajusta al alza para reflejar unos costes diferenciales mayores en relación con el escenario contrafactual. Así, el precio de ejercicio aumenta de 316 €/tCO₂ en 2025 a 399 €/tCO₂ 2039.

El precio de referencia aumenta de 102 €/tCO₂ en 2025 a 184 €/tCO₂ en 2039 en línea con los supuestos del escenario medio del WEO presentado en la sección 6.2.2. El aumento del precio de referencia se compensa con el aumento del precio de ejercicio. Por tanto, la cobertura unitaria se mantiene relativamente constante a lo largo del contrato, oscilando alrededor de 175 y 195 €/tCO₂

Figura 9 Cobertura unitaria, precio de ejercicio y precio de referencia

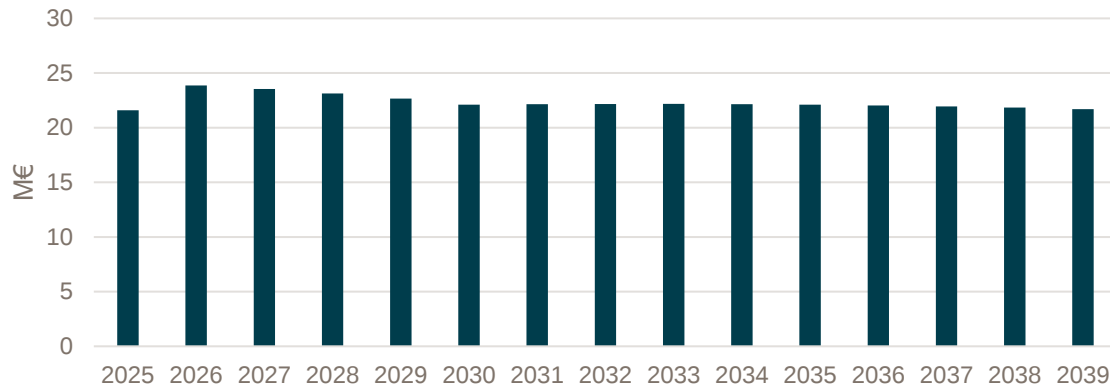


Fuente: Frontier Economics

La Figura 10 muestra los pagos anuales, destinados a cubrir el exceso de costes (capex y opex) de la inversión, por encima del ahorro en costes de emisión. Dado que asumimos que el nivel de abatimiento se mantiene constante a lo largo de la duración del contrato (i.e. producción constante) la cobertura total evoluciona de forma proporcional a la cobertura

unitaria mostrada en el gráfico anterior.¹⁹ El monto total de la cobertura es de 335 M€²⁰ (o 22 M€ en promedio al año)

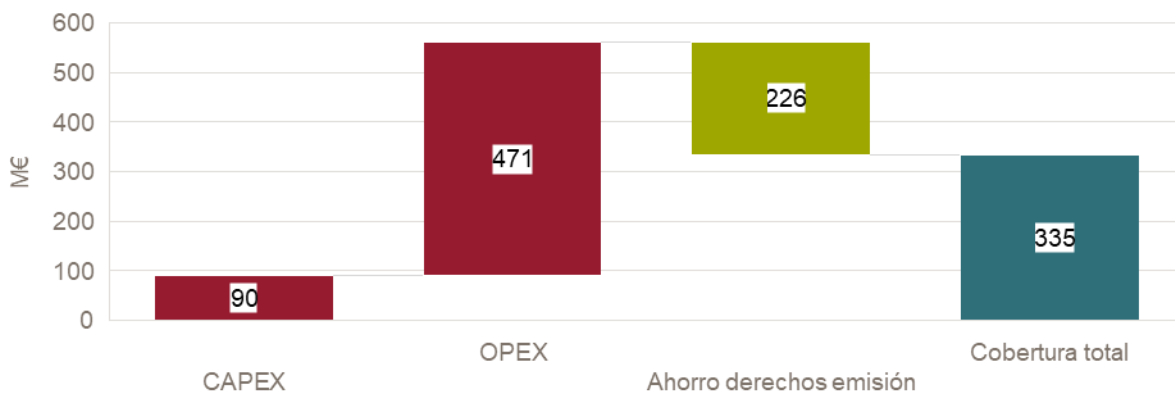
Figura 10 Cobertura total



Fuente: Frontier Economics

La Figura 11 muestra que los costes adicionales (CAPEX y OPEX) de la inversión en electrificación se cubren mediante el ahorro en costes por derechos de emisión que se logra a través del nivel de abatimiento conseguido gracias a la electrificación del proceso productivo y la cobertura del CCfD.

Figura 11 Cobertura total, costes adicionales y ahorro adicional



Fuente: Frontier Economics

¹⁹ La cobertura total es igual a la cobertura unitaria multiplicada por las toneladas abatidas.

²⁰ 187 M€ en valor presente neto, asumiendo un WACC del 8.5%

Sensibilidades

Esta sección presenta los resultados de las sensibilidades consideradas en cuanto a los precios de las fuentes de energía, los precios del ETS y la duración del contrato. Para cada sensibilidad mostramos como varía el monto total de la cobertura en función del escenario seleccionado, manteniendo el resto de supuestos iguales al caso base.

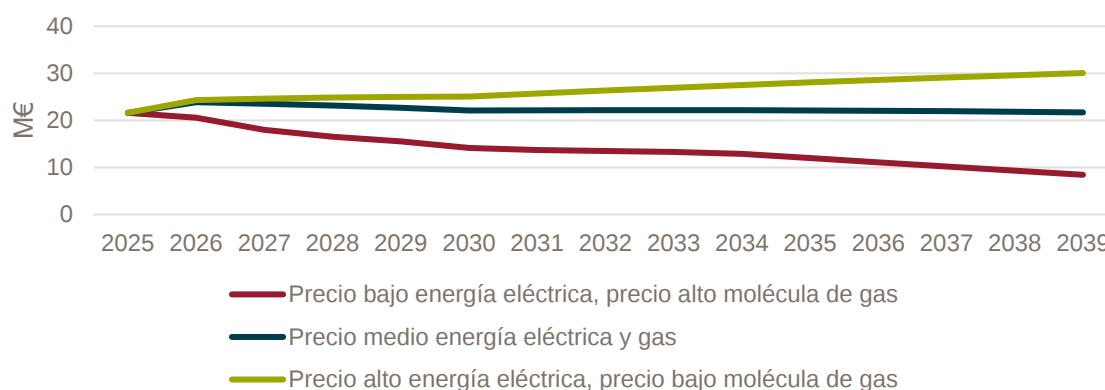
Así, por ejemplo, al estudiar las sensibilidades de los precios de las fuentes de energía asumimos un contrato unidireccional a 15 años y unos precios medios del ETS. Al estudiar las sensibilidades de los precios del ETS consideramos un contrato a 15 años con unos precios de las fuentes de energía medios. Y, al estudiar las sensibilidades de la duración del contrato, asumimos unos precios de las fuentes de energía y del ETS medios.

Precios del gas y de la electricidad

La Figura 12 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios de las fuentes de energía. Dado que el precio ejercicio está indexado, la cobertura anual se ajusta automáticamente a la evolución (hipotética) del precio de la energía.

El monto total de la cobertura es menor cuando el precio de la electricidad es bajo y el precio de la molécula de gas es alto ya que los costes operacionales de la inversión son menores en relación con el contrafactual. La diferencia en el valor total de la cobertura entre el escenario donde la inversión en electrificación resulta menos económica (línea verde) y el escenario donde la inversión resulta más económica (línea roja) es de 187 M€²¹, o (12 M€ en promedio al año).

Figura 12 Cobertura total anual en función de los precios de las materias primas



Fuente: Frontier Economics

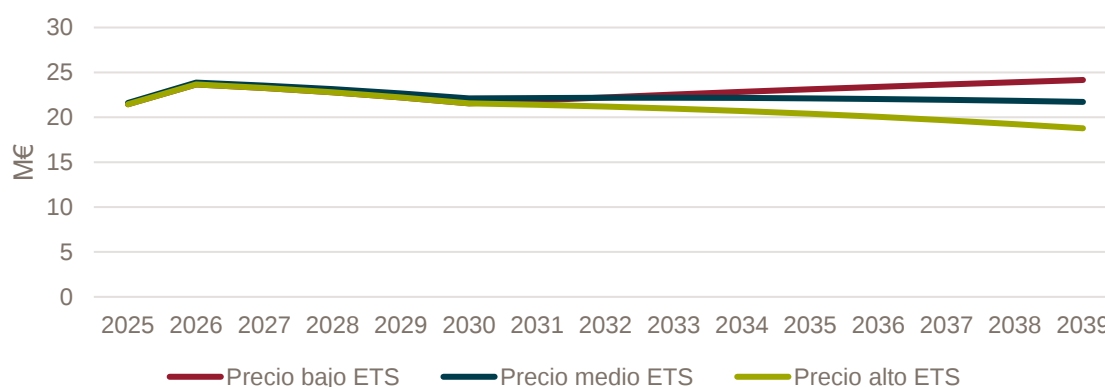
²¹ 85 M€ en valor presente neto, asumiendo un WACC del 8.5%

Precios del ETS

La Figura 13 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios del mercado ETS. El monto total de la cobertura es menor cuando el precio del ETS es alto porque la inversión redunda en menos emisiones y, por tanto, son necesarios menos derechos de emisión.

La diferencia en el valor total de la cobertura entre el escenario donde la inversión resulta menos económica (precio bajo del ETS) y el escenario donde la inversión resulta más económica (precio alto del ETS) es de 25 M€²², (o 1,6 M€ en promedio al año)

Figura 13 Cobertura total anual en función de los precios del ETS



Fuente: Frontier Economics

Duración del contrato

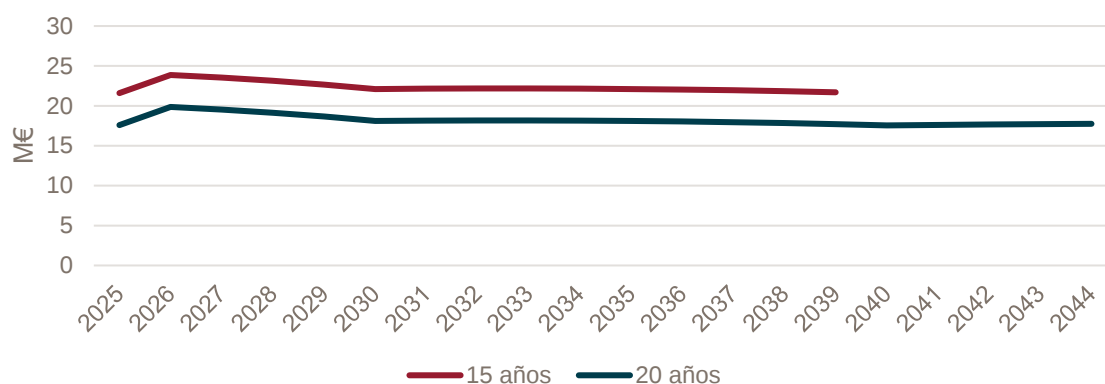
La Figura 14 muestra la cobertura anual para un CCfD con 15 años de duración (línea roja) y un CCfD con 20 años de duración (línea azul). El monto total de la cobertura en valor presente neto es 13 M€ mayor cuando la duración del contrato es de 15 años.

Una duración del contrato más larga permite, en principio, recuperar el diferencial de costes operacionales durante más tiempo, pero también imponen un período más largo para la recuperación de los costes de capital. En este caso, el retraso en recuperar los costes de capital provoca que el valor presente neto del contrato de 20 años sea menor al del contrato de 15 años.²³

²² 9 M€ en valor presente neto, asumiendo un WACC del 8.5%

²³ Asumimos una tasa de descuento del 8.5%.

Figura 14 Cobertura anual en función de la duración del CCfD



Fuente: Frontier Economics

6.4 Caso 2: Sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes

Esta sección analiza un caso de estudio transformación del proceso productivo de una industria de fertilizantes para la transformación del proceso productivo de una industria de fertilizantes, a través de la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde para la producción de amoníaco. En concreto:

- Describe la inversión a realizar;
- Detalla los ingresos, costes y emisiones diferenciales del proyecto en relación con el contrafactual en el que se llevan a cabo tres palancas de inversión para mitigar las emisiones; y
- Muestra los resultados (i.e. precio de ejercicio, cobertura unitaria y cobertura total) del caso base y de cuatro sensibilidades en relación con (i) el precio del hidrógeno, (ii) el precio del gas y la electricidad, (iii) el precio del ETS y (iv) la duración del contrato.

6.4.1 La inversión

El segundo caso de estudio analizado consiste en la asignación de un CCfD para apoyar la descarbonización de una planta de fertilizantes a través de la sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno verde.

El hidrógeno (H₂) se utiliza principalmente para la síntesis de amoníaco (NH₃), que es un insumo clave en la producción de fertilizantes. Así, el hidrógeno se combina con el nitrógeno (extraído del aire) en el proceso Haber-Bosch para formar amoníaco.

El hidrógeno gris se produce a través de fuentes de energía fósiles, generalmente a través de gas natural, y el proceso genera grandes cantidades de CO₂. El hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua, un proceso que utiliza electricidad generada a través de fuentes renovables para separar el agua (H₂O) en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno verde es actualmente más caro que la alternativa gris, pero esencial para la descarbonización.

La inversión para la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes supone costes de capex necesarios para adaptar la infraestructura de producción.. Sin embargo, el componente de costes más importante en comparación con el contrafactual es el coste opex derivado de un mayor coste de las materias primas.

6.4.2 Ingresos, costes y emisiones diferenciales

Los costes e ingresos diferenciales de la inversión en sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en una planta de fertilizantes se calculan en relación con un contrafactual en el que se llevan a cabo tres inversiones en proyectos de eficiencia energética y electrificación de la planta, que resultan en la reducción de un 20% de emisiones. Los costes de Capex en el escenario factual son 250 M€ frente a los 51 M€ del escenario contrafactual.

La Figura 15 resume los supuestos de ingresos, costes y emisiones en los escenarios factual y contrafactual. En el escenario contrafactual el insumo principal es el gas natural que se utiliza para generar hidrógeno gris. En el escenario factual el insumo principal es el hidrógeno verde que se compra de un proveedor externo. En ambos escenarios se utiliza electricidad, pero el consumo eléctrico en el escenario factual es más elevado y por tanto los costes eléctricos se duplican.

Figura 15 Caso 2: supuestos de ingresos, costes y emisiones

CAPEX adicional ■ 85% cubierto por CCfD ■ Contrafactual: 3 inversiones en proyectos de eficiencia energética y electrificación de la planta como palancas de descarbonización ■ Factual: adaptación de la planta para el funcionamiento con H2 verde	EMISIONES ■ Contrafactual: Reducción del 20% de las emisiones (de 525.000 tCO₂ a 447.500 tCO₂ al año) ▫ La empresa adquiere derechos de emisión en exceso de su asignación. ■ Factual: 0 emisiones asociadas. ▫ Beneficios por la venta de derechos de asignación gratuitos descontados
OPEX adicional ■ Mano de obra y mantenimiento: no varía entre escenarios ■ Electricidad: se duplican costes en el factual ■ Insumo principal: ▫ Contrafactual = Gas natural ▫ Factual = Hidrógeno: trayectoria de precios descendente	
INGRESOS ■ Nivel de producción: asumimos que la producción no cambia entre ambos escenarios (275.000t/año) ■ Precios: asumimos que el precio de venta del NH₃ es el mismo (310€/t)	

Fuente: Frontier Economics

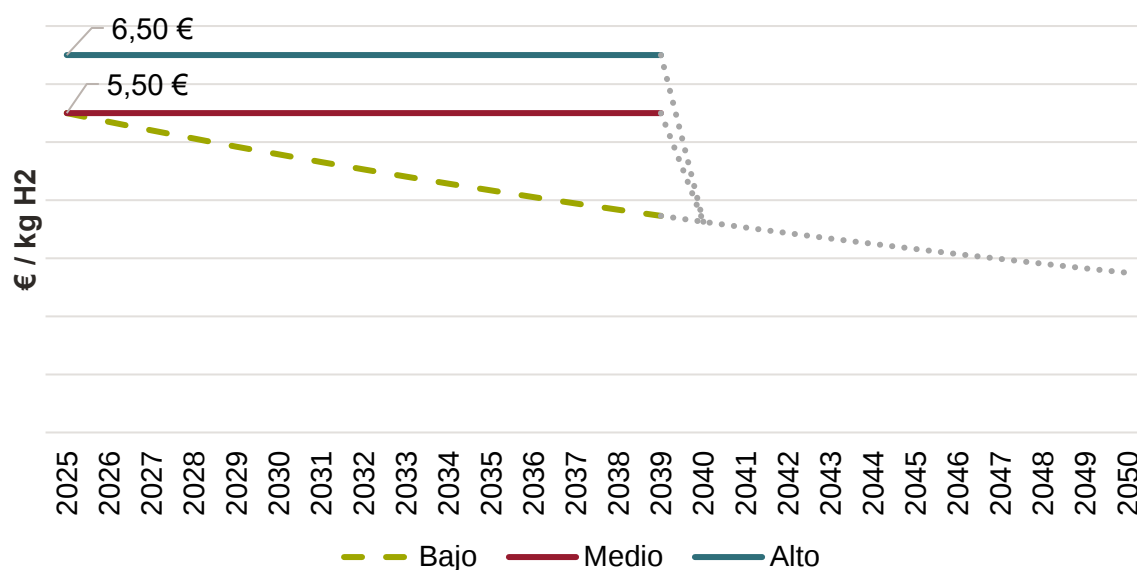
Nota: (1) Por cuestiones de confidencialidad la figura muestra los costes adicionales de CAPEX y OPEX de forma agregada. (2) Los costes adicionales de OPEX se basan en los supuestos del caso base (i.e. CCfD a 15 años, costes de la electricidad evolucionan de acuerdo con el escenario medio).

Precios del Hidrógeno Verde

En cuanto a los precios del hidrógeno verde, proponemos tres escenarios representados en la Figura 16:

- El escenario bajo asume que el emplazamiento industrial se abastece de hidrógeno verde producido por un tercero en ausencia de un PPA. El resultado es una trayectoria hipotética descendente desde 5,5 €/kgH₂.
- El escenario medio asume que el emplazamiento industrial firma un PPA a 15 años con un tercero fijando el precio del hidrógeno verde a **5,5 €/kgH₂**. Al terminarse el PPA, los precios del hidrógeno verde siguen la trayectoria propuesta en el escenario bajo.
- El escenario alto asume que emplazamiento industrial firma un PPA a 15 años con un tercero fijando el precio del hidrógeno verde a **6,5 €/kgH₂**. Al terminarse el PPA, los precios del hidrógeno verde siguen la trayectoria propuesta en el escenario bajo.

Figura 16 Escenarios de precios del hidrógeno verde



Fuente: Frontier Economics, basado en información interna de empresas involucradas en el caso con experiencia en H2

6.4.3 Resultados

Esta sección presenta los resultados del caso base y de las tres sensibilidades consideradas en cuanto al precio de las fuentes de energía (hidrógeno, gas y electricidad), el precio del ETS y la duración del contrato.

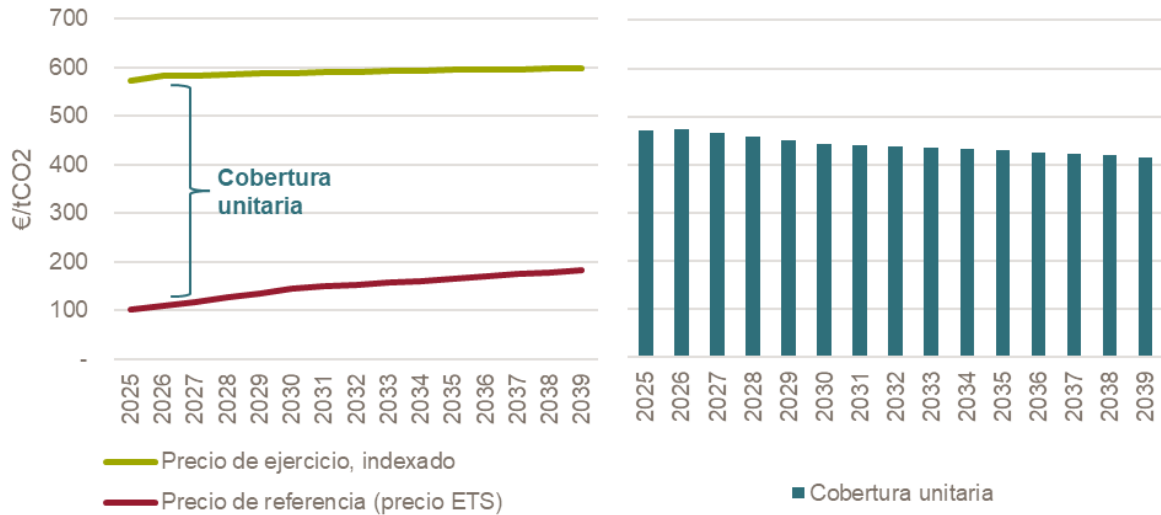
Caso base

El escenario base considera un CCfD unidireccional con una duración de 15 años que se otorga en 2025. En este escenario se asume que los precios de las fuentes de energía (hidrógeno verde, gas y electricidad) evolucionan según el escenario medio. Los precios del gas y de la electricidad se indexan.

La Figura 17 muestra la evolución de la cobertura unitaria (barras azules) en función del precio de ejercicio (línea verde) y del precio de referencia (línea roja). Dado que en este escenario el precio del gas disminuye en el tiempo, el precio de ejercicio se ajusta ligeramente al alza para reflejar unos costes diferenciales mayores en relación con el escenario contrafactual. Así, el precio de ejercicio aumenta de 574 €/tCO₂ en 2025 a 599 €/tCO₂ 2039.

El precio de referencia aumenta de 102 €/tCO₂ en 2025 a 184 €/tCO₂ en 2039 en línea con los supuestos del escenario medio del WEO presentado en la sección 6.2.2. El aumento del precio de referencia se compensa parcialmente con el aumento del precio de ejercicio. Por tanto, la cobertura unitaria se mantiene relativamente constante a lo largo del contrato, descendiendo ligeramente desde 471 €/tCO₂ en 2025 hasta 415 €/tCO₂ en 2039.

Figura 17 Cobertura unitaria, precio de ejercicio y precio de referencia

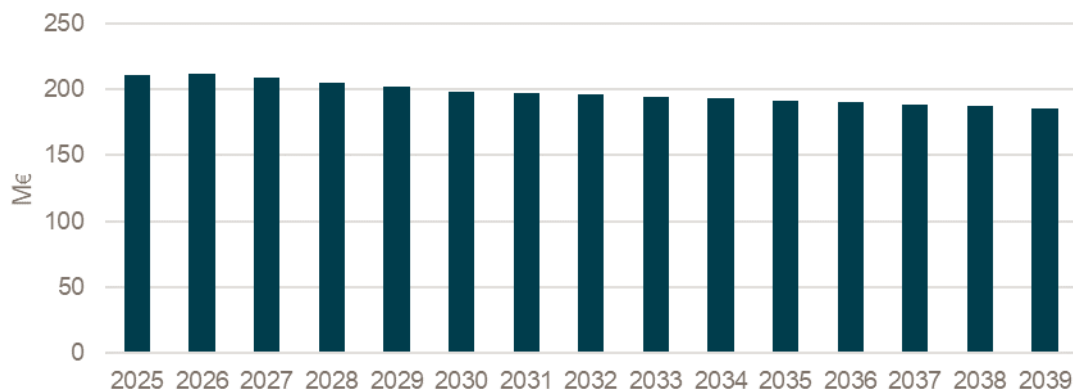


Fuente: Frontier Economics

Nota: [Insert Notes]

La Figura 18 muestra los pagos anuales, destinados a cubrir el exceso de costes (capex y opex) de la inversión, por encima del ahorro en costes de emisión. Dado que asumimos que el nivel de abatimiento se mantiene constante a lo largo de la duración del contrato (i.e. producción constante) la cobertura total evoluciona de forma proporcional a la cobertura unitaria mostrada en el gráfico anterior.²⁴ El monto total de la cobertura es de 2.961 M€ (o 197 M€ en promedio al año).²⁵

Figura 18 Cobertura total



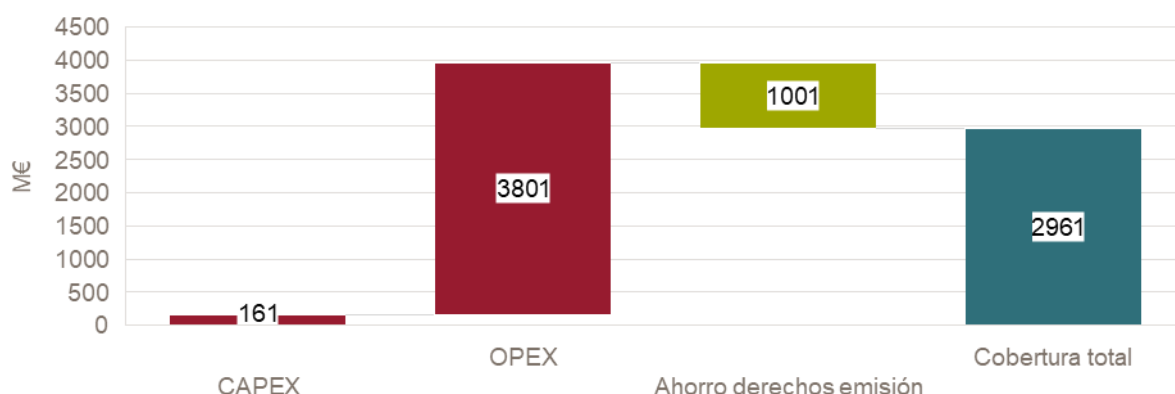
Fuente: Frontier Economics

²⁴ La cobertura total es igual a la cobertura unitaria multiplicada por las toneladas abatidas.

²⁵ 1.663 M€ en valor presente neto, asumiendo un WACC del 8,5%

La Figura 19 muestra que los costes adicionales (capex y opex) de la inversión en transformación el proceso productivo para el uso de H2 verde se cubren mediante el ahorro en costes por derechos de emisión que se logra a través del nivel de abatimiento conseguido gracias a la sustitución de H2 gris por H2 verde, y la cobertura del CCfD.

Figura 19 Cobertura total, costes adicionales y ahorro adicional



Fuente: Frontier Economics

Sensibilidades

Esta sección presenta los resultados de las sensibilidades consideradas en cuanto a los precios de las fuentes de energía, los precios del ETS y la duración del contrato. Para cada sensibilidad mostramos como varia el monto total de la cobertura en función del escenario seleccionado, manteniendo el resto de supuestos iguales al caso base.

Así, por ejemplo, al estudiar las sensibilidades de los precios de las materias primas asumimos un contrato unidireccional a 15 años y unos precios medios del ETS. Al estudiar las sensibilidades de los precios del ETS consideramos un contrato a 15 años con unos precios de la las materias primas medios. Y, al estudiar las sensibilidades de la duración del contrato, asumimos unos precios de las materias primas y del ETS medios.

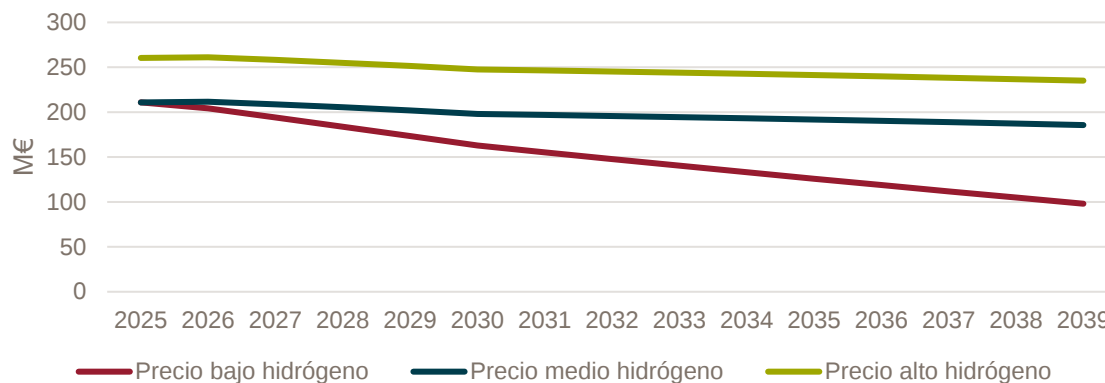
Precios del hidrógeno

La Figura 20 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios del hidrógeno. Dado que el precio de ejercicio está indexado, la cobertura anual se ajusta automáticamente a la evolución (hipotética) del precio del hidrógeno.

El monto total de la cobertura es menor cuando el precio del hidrógeno es bajo ya que los costes operacionales de la inversión son menores en relación con el contrafactual. La diferencia en el valor total de la cobertura entre el escenario donde la inversión resulta menos

económica (línea verde) y el escenario donde la inversión resulta más económica (línea roja) es de 1.439 M€²⁶, (o 96 M€ en promedio al año).

Figura 20 Cobertura total anual en función del precio del hidrógeno



Fuente: Frontier Economics

Precios del gas y de la electricidad

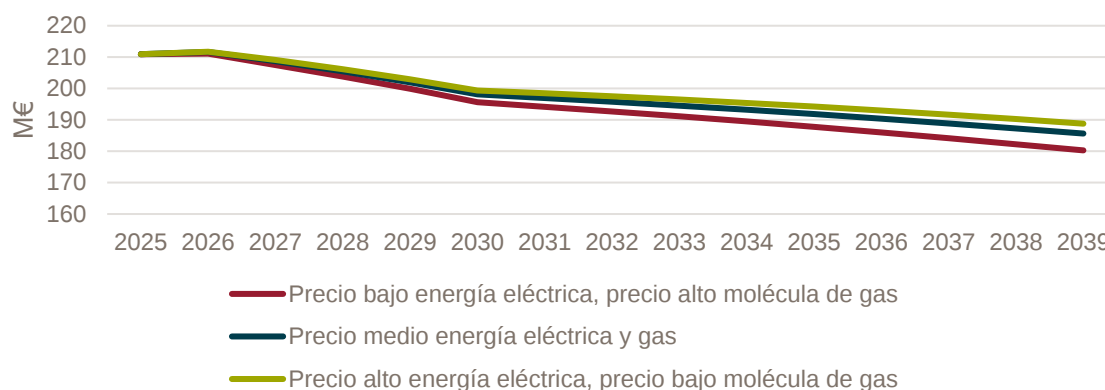
La Figura 21 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios de la molécula de gas y de la energía eléctrica. Dado que el precio ejercicio está indexado, la cobertura anual se ajusta automáticamente a la evolución (hipotética) de los precios de las materias primas.

El monto total de la cobertura es menor cuando el precio de la electricidad es bajo y el precio de la molécula de gas es alto ya que los costes operacionales de la inversión son menores en relación con el contrafactual. La diferencia en el valor total de la cobertura entre el escenario donde la inversión resulta menos económica (línea verde) y el escenario donde la inversión resulta más económica (línea roja) es de 69 M€²⁷ (o 4,6 M€ en promedio al año).

²⁶ 719 M€ en valor presente neto

²⁷ 31 M€ en valor presente neto

Figura 21 Cobertura total anual en función del precio de la energía eléctrica y de la molécula de gas



Fuente: Frontier Economics

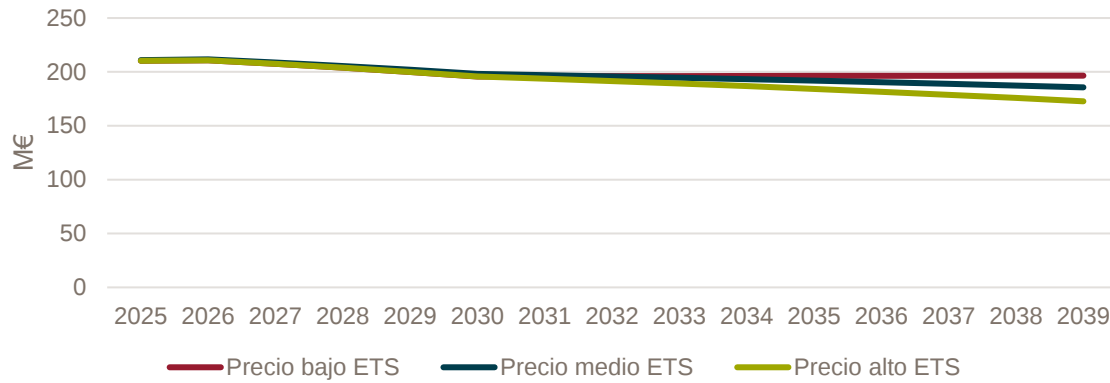
Precios del ETS

La Figura 22 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios del mercado ETS. El monto total de la cobertura es menor cuando el precio del ETS es alto porque la inversión redunda en menos emisiones y, por tanto, son necesarios menos derechos de emisión.

La diferencia total en el valor total de la cobertura entre el escenario donde la inversión resulta menos económica (precio bajo del ETS) y el escenario donde la inversión resulta más económica (precio alto del ETS) es de 112 M€²⁸ (o 7.5 M€ en promedio al año).

²⁸ 41 M€ en valor presente neto

Figura 22 Cobertura total anual en función de los precios del ETS



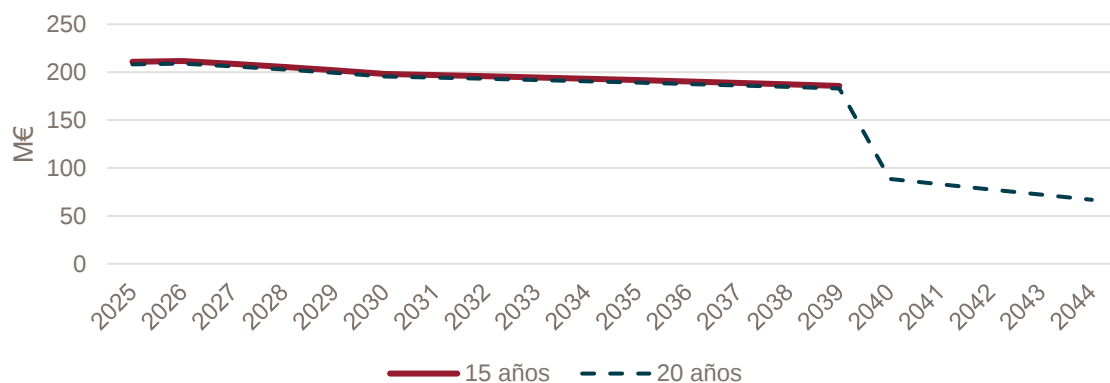
Fuente: Frontier Economics

Duración del contrato

La siguiente figura muestra la cobertura anual para un CCfD con 15 años de duración (línea roja) y un CCfD con 20 años de duración (línea azul). El monto total de la cobertura en valor presente neto es 69 M€ mayor cuando la duración del contrato es de 20 años.

Una duración del contrato más larga permite recuperar el diferencial de costes operacionales durante más tiempo. Y, en este caso, los costes adicionales más importantes son operacionales, es decir, se corresponden con la diferencia de precio entre los costes del H2 verde y el H2 gris. La diferencia en la cobertura anual durante los primeros 15 años es mínima a pesar de que el capex se recupera durante más años en el contrato a 20 años. Esto es así dado el peso relativamente bajo del capex.

Figura 23 Cobertura total anual en función de la duración del CCfD



Fuente: Frontier Economics

6.5 Caso 3: Captura y almacenamiento de CO₂

Esta sección analiza un caso de estudio de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ en una planta química. En concreto:

- Describe la inversión realizada;
- Detalla los ingresos, costes y emisiones diferenciales del proyecto en relación con el contrafactual en el que no se llevan a cabo medidas para mitigar las emisiones; y
- Muestra los resultados (precio de ejercicio, cobertura unitaria y cobertura total) del caso base y de tres sensibilidades en relación con (i) el precio de la electricidad, (ii) el precio del ETS y (iii) la duración del contrato.

6.5.1 La inversión

El tercer caso de estudio consiste en una inversión en un sistema de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés). En este caso se ha considerado la inversión en CCS aplicada al craqueo de vapor, específicamente para la generación de etileno.

El craqueo consiste en una reacción química que rompe enlaces en moléculas de hidrocarburos mediante la aplicación de calor en presencia de vapor. Este es el proceso que se sigue para producir etileno: se calienta un hidrocarburo, por ejemplo el nafta, en un horno a temperaturas muy altas (900 °C aprox.) en presencia de vapor de agua. Mediante este proceso, el hidrocarburo se descompone en moléculas más pequeñas, principalmente etileno (C₂H₄).

Las emisiones de CO₂ se generan durante el calentamiento de los hornos: la tecnología convencional utiliza el gas natural como combustible para calentar los hornos, lo que genera emisiones de CO₂.²⁹

La inversión en descarbonización, en este caso, consiste en la instalación de un sistema de captura de CO₂ en pre-combustión en una planta que emite 2 millones de toneladas de CO₂ al año. En concreto, este caso de estudio asume que se construye con una unidad ATR³⁰ con captura de CO₂. Es decir, la captura de CO₂ se produce antes de la combustión que calienta el horno. En concreto, este sistema utiliza los subproductos generados en los hornos del cracker donde se genera el etileno para producir hidrógeno, que después se quema para calentar los hornos. El CO₂ que se genera en el proceso de producción de hidrógeno es capturado y almacenado. Así, la inversión se puede dividir en tres bloques:

²⁹ En este proceso se puede llegar a liberar CO₂ de forma indirecta, a través de los subproductos generados o a través de las reacciones secundarias como la oxidación parcial del metano, pero estas emisiones se consideran negligibles.

³⁰ ATR por sus siglas en inglés (Auto-Thermal Reforming)

1. Instalación de una unidad de H2 con captura en pre-combustión: para este caso, una unidad ATR (por sus siglas en inglés *auto-thermal reforming*) .
2. Reconversión de hornos cracker para la sustitución del off gas como combustible procedente de los mismo hornos por hidrógeno y la integración con el sistema de captura de CO2.
3. Costes de transporte y almacenamiento del CO2 capturado.

6.5.2 Ingresos, costes y emisiones diferenciales

Los costes e ingresos diferenciales de la inversión en un sistema de pre-combustión con captura, transporte y almacenamiento de CO₂ se calculan en relación con un contrafactual en el que no se llevan a cabo medidas para mitigar las emisiones.

La Figura 24 resume los supuestos de ingresos, costes y emisiones en los escenarios factual y contrafactual. Los costes adicionales de capex se dividen en los bloques de inversión 1 y 2. Los costes adicionales de opex incluyen operación y mantenimiento de la planta ATR (bloque 2) así como insumos necesarios para operar la planta ATR (bloque 2). Por otro lado, se considera el opex adicional asociado con el transporte y almacenamiento del CO2 capturado (bloque 3).

Figura 24 Caso 3: supuestos de ingresos, costes y emisiones

PRODUCCIÓN		EMISIONES
■ 2 Mton/año HVC (igual en el factual y el contrafactual)		■ Trayectoria descendente de la asignación gratuita de derechos de emisión, hasta llegar a 0 en 2034
CAPEX adicional	OPEX adicional	■ Contrafactual:
860 M€	4,005 M€ (VPN 2,226 M€)	La empresa adquiere derechos de emisión en exceso de su asignación
■ ASU, ATR y Captura ■ Retrofit hornos ■ Asumimos que el 85% del CAPEX está cubierto por CCfD	■ O&M y riesgo industrial ■ Electricidad ■ Nitrógeno, aire de instrumentación y agua industrial ■ Aporte energía térmica off-gas ■ Ingresos por venta de vapor ■ Transporte y almacenamiento de CO2	■ Factual: - Captura: 1.8 MtCO₂/año (95%) - Abatimiento: 1.64 MtCO₂/año (90% eficiencia del proceso) - Los ingresos por venta de derechos de emisión se descuentan del pago de la cobertura

Fuente: Frontier Economics

Nota: (1) Productos químicos de alto valor: HVC por sus siglas en inglés ("High Value Chemicals"). (2) Por cuestiones de confidencialidad la figura muestra los costes adicionales de CAPEX y OPEX de forma agregada. (3) Los costes adicionales de OPEX se basan en los supuestos del caso base (i.e. CCfD a 15 años, costes de la electricidad evolucionan de acuerdo con el escenario medio).

6.5.3 Resultados

Esta sección presenta los resultados del caso base y de las tres sensibilidades consideradas en cuanto al precio de la electricidad, el precio del ETS y la duración del contrato.

Caso base

El escenario base considera un CCfD unidireccional indexado con una duración de 15 años que se otorga en 2030. En este escenario se asume que tanto los precios de las materias primas (electricidad) como el precio de referencia evolucionan según el escenario medio, y que el 15% del capex está cubierto por ayudas a la inversión de origen europeo o nacional, compatibles con el CCfD.

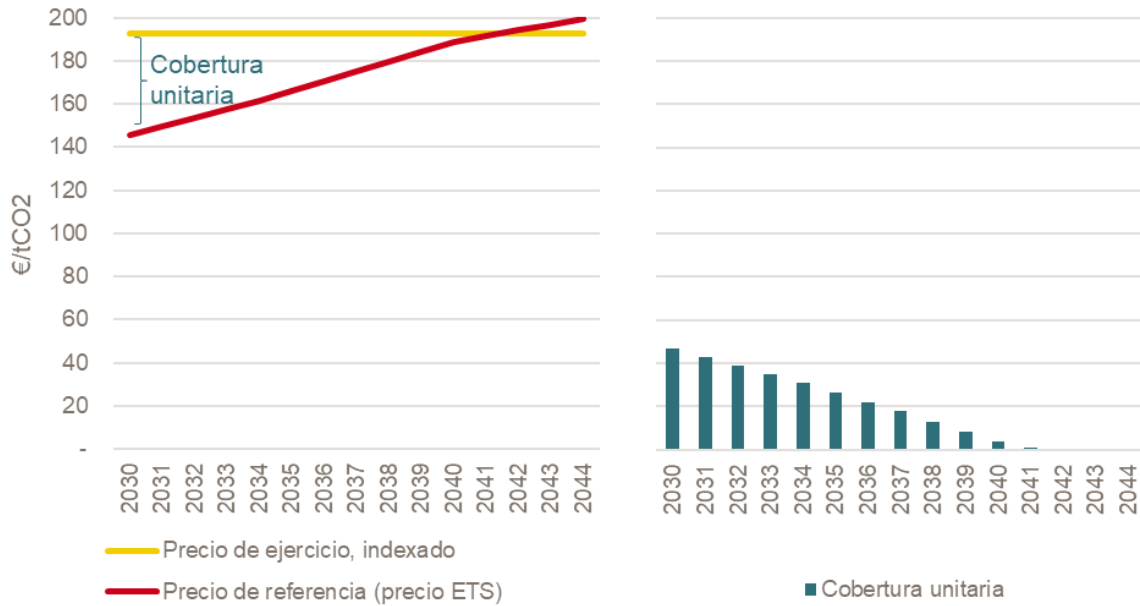
El precio de ejercicio es 193 €/tCO₂ desde 2030 a 2044. En este escenario, el coste de abatimiento es de 198€/tCO₂. El precio de ejercicio es más bajo dado que asumimos que un 15% del sobre coste de la inversión se cubre con ayudas a la inversión.

El precio de referencia aumenta de 146 €/tCO₂ en 2030 a 199 €/tCO₂ en 2044 en línea con los supuestos del escenario medio del WEO presentado en la sección 6.2.2. Por tanto, la cobertura unitaria³¹ cae anualmente de 47 €/tCO₂ en 2025 a 0 €/tCO₂ en 2042 (cuando el precio del ETS es superior al precio de ejercicio).

La Figura 25 muestra la evolución de la cobertura unitaria (barras azules) en función del precio de ejercicio (línea amarilla) y del precio de referencia (línea roja). Dado que en este escenario el precio de la electricidad se mantiene constante en el tiempo (al mismo nivel que en el momento de la puja), el componente de indexación es cero y por tanto el precio de ejercicio se mantiene constante en el tiempo.

³¹ Calculado como precio de ejercicio menos precio de referencia.

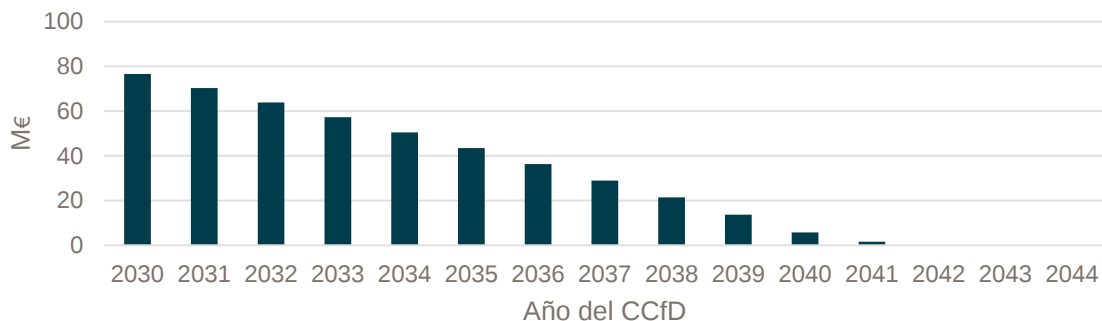
Figura 25 Cobertura unitaria, precio de ejercicio y precio de referencia



Fuente: Frontier Economics

La Figura 26 muestra los pagos anuales, destinados a cubrir el exceso de costes (CAPEX y OPEX) de la inversión, cubiertos por el CCfD. Dado que asumimos que el nivel de abatimiento se mantiene constante a lo largo de la duración del contrato (es decir, asumimos una producción de etileno constante), la cobertura total evoluciona de forma proporcional a la cobertura unitaria. El monto total de la cobertura es de 470M€ en 15 años.³² Así, el impacto anual promedio de la cobertura total es de 31 M€.

Figura 26 Cobertura total

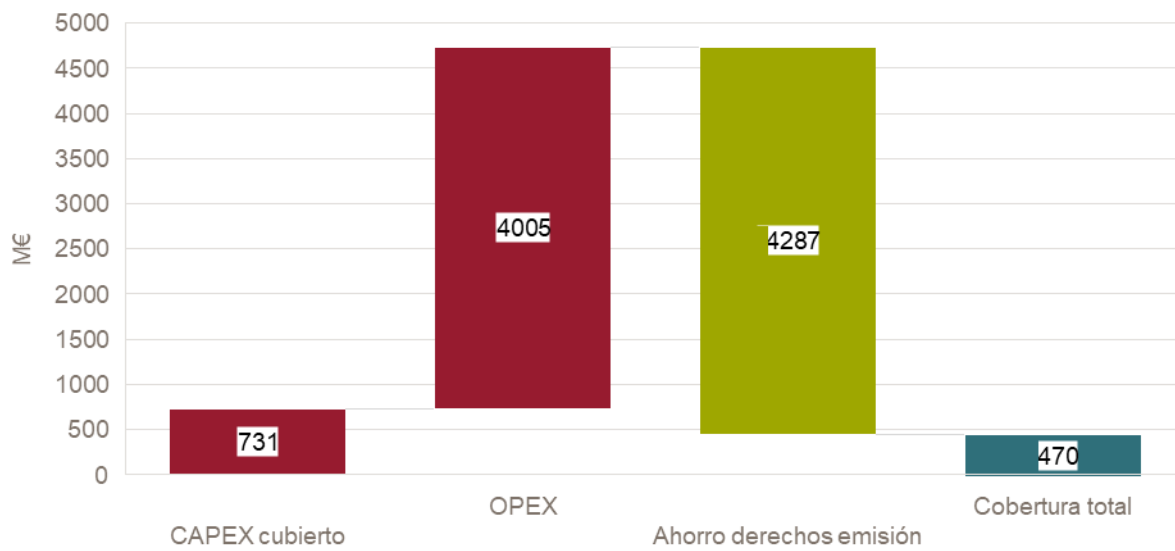


Fuente: Frontier Economics

³² 402 M€ en valor presente neto, asumiendo un coste del capital del 8.5%.

La Figura 27 muestra que los costes adicionales (CAPEX y OPEX) de la inversión en CCS de pre-combustión se cubren mediante el ahorro en costes por derechos de emisión que se logra a través del nivel de abatimiento conseguido gracias a la instalación del CCS de pre-combustión y a la cobertura del CCfD.

Figura 27 Cobertura total, costes adicionales y ahorro adicional



Fuente: Frontier Economics

La combinación del CCfD con otras ayudas a la inversión reduce el el monto total del CCfD: si asumimos que un 40% del capex se cubriese a través de ayudas a la inversión, el monto total del CCfD sería de 320 M€ (21 M€ en promedio anual). Si no asumimos ayudas a la inversión complementarias al CCfD, el monto total del CCfD sería de 580 M€ (39 M€ en promedio anual).

Sensibilidades

Esta sección presenta los resultados de las sensibilidades consideradas en cuanto a los precios de la electricidad, los precios del ETS y la duración del contrato. Para cada sensibilidad mostramos como varía el monto total de la cobertura en función del escenario seleccionado, manteniendo el resto de supuestos iguales al caso base.

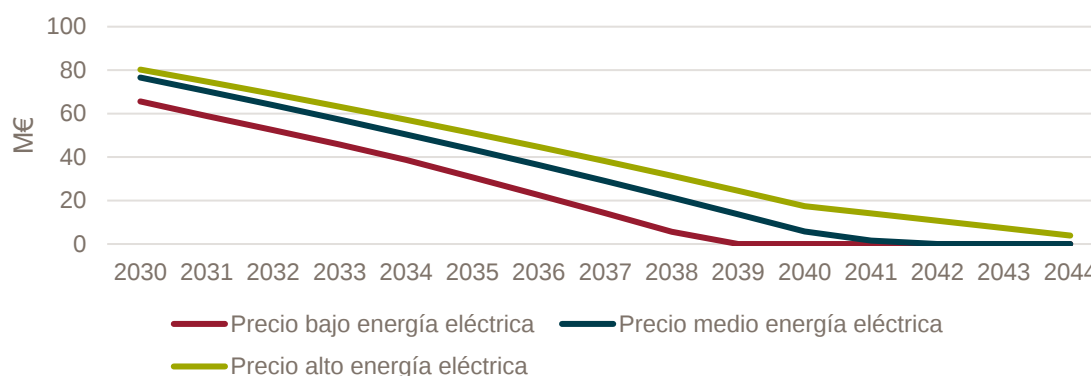
Así, por ejemplo, al estudiar las sensibilidades de los precios de energía eléctrica asumimos un contrato unidireccional a 15 años y unos precios medios del ETS. Al estudiar las sensibilidades de los precios del ETS consideramos un contrato a 15 años con unos precios de la energía eléctrica medios. Y al estudiar las sensibilidades de la duración del contrato, asumimos unos precios de la energía eléctrica y del ETS medios.

Precios de la electricidad

La Figura 28 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios de la energía eléctrica. Dado que el precio de ejercicio está indexado, la cobertura anual se ajusta automáticamente a la evolución (hipotética) de las materias primas.

El monto total de la cobertura es menor cuando el precio de la electricidad es bajo ya que los costes operacionales de la inversión son menores en relación con el contrafactual. La cobertura total del CCfD es de 334 M€ (o 22 M€ en promedio al año) si asumimos que el precio de la electricidad es bajo y 587 M€ (o 39 M€ en promedio al año) si asumimos que el precio de la electricidad es alto³³.

Figura 28 Cobertura total anual en función de los precios de la energía eléctrica



Fuente: Frontier Economics

Nota: En un CCfD unilateral no existen pagos negativos. En el escenario de precios bajos de la energía eléctrica, el industrial no recibe ningún pago de cobertura pero tampoco tendrá que devolver parte de la cobertura al estado. Por ello el nivel de cobertura para los años 2039 a 2044 corta en cero en el escenario de precios bajos de la energía eléctrica, por ejemplo.

Precios del ETS

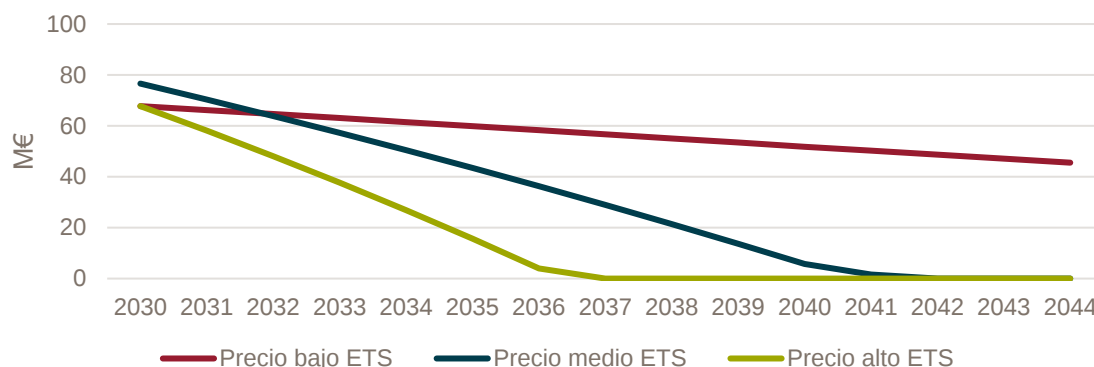
La Figura 29 muestra la cobertura total anual en función del supuesto de precios del mercado ETS. El monto total de la cobertura es menor cuando el precio del ETS es alto dado que el nivel de ahorro en costes de emisión proporcionados por la inversión es mayor en relación con el contrafactual.

El monto total de la cobertura es de 850 M€ (o 57 M€ al año) en el escenario donde la inversión resulta menos económica (precio bajo del ETS) y de 258 M€ (o 17 M€ en promedio al año) en el escenario donde la inversión resulta más económica (precio alto del ETS).³⁴

³³ 252 M€ y 397 M€ respectivamente, en valor presente neto.

³⁴ 490 M€ y 206 M€ respectivamente, en valor presente neto.

Figura 29 Cobertura total anual en función de los precios del ETS



Fuente: Frontier Economics

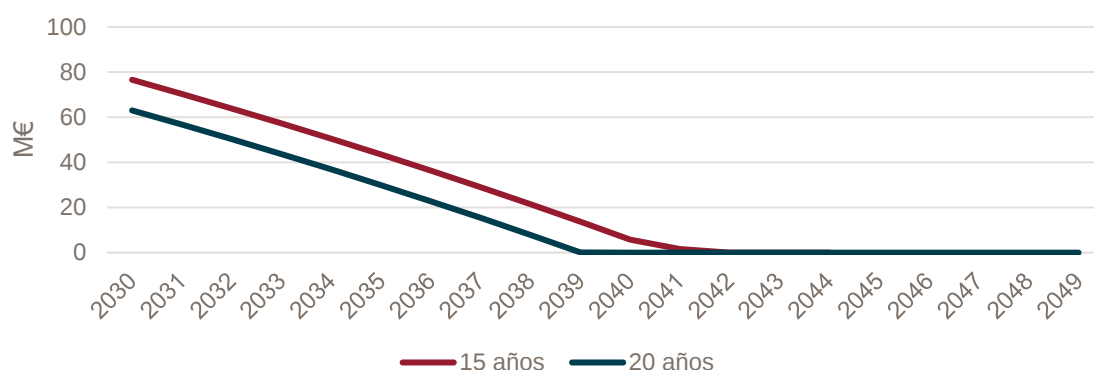
Nota: En un CCfD unilateral no existen pagos negativos. En el escenario de precios altos del ETS, el industrial no recibe ningún pago de cobertura pero tampoco tendrá que devolver parte de la cobertura al estado. Por ello el nivel de cobertura para los años 2037 a 2044 corta en cero en el escenario de precios altos del ETS.

Duración del contrato

La Figura 30 muestra la cobertura anual para un CCfD con 15 años de duración (línea roja) y un CCfD con 20 años de duración (línea azul). El monto total de la cobertura es 143 M€ (o 9.5 M€ en promedio al año) mayor cuando la duración del contrato es de 15 años.³⁵

Esto ocurre porque una duración del contrato más larga permite, por un lado, recuperar el diferencial de costes operacionales durante más tiempo, pero por otro impone un período más largo para la recuperación de los costes de capital y, por la subida de precios de ETS, redunda en pagos menores a lo largo del tiempo.

Figura 30 Cobertura anual en función de la duración del CCfD



Fuente: Frontier Economics

³⁵ 92 M€ si comparamos la cobertura en valor presente neto.

Nota: Los pagos anuales con un CCfD a 20 años son menores durante los primeros 15 años por la recuperación más lenta de los costes de capital.

Anexo A – Experiencia Internacional

A.1 Países Bajos

Los Países Bajos han adoptado un objetivo nacional de reducción de GEI del 49% para 2030, en comparación con los niveles de 1990. Para lograr este objetivo, han introducido un mecanismo CCfD para fomentar tecnologías que reduzcan los GEI, como el proceso de electrificación a partir de combustibles fósiles hacia la electricidad.

Más específicamente, el esquema original, SDE+ ("*Stimulerende Duurzame Energieproductie*") era un sistema de apoyo para inversiones en la producción de electricidad, gas y calor renovables. El SDE+ finalizó el 31 de diciembre de 2020 y fue reemplazado por el SDE++, que está en vigor desde 2020 y continuará hasta 2025. El SDE++ apoya no solo la producción de energía renovable, sino también otros proyectos para reducir las emisiones de GEI, como la producción de hidrógeno verde y la captura y almacenamiento de carbono (CCS). Estos programas ofrecen apoyo en forma de un CCfD.

A continuación, se presenta una descripción general del mecanismo CCfD en el SDE++ neerlandés:

■ Elegibilidad

- El programa CCfD de los Países Bajos siempre ha sido neutral en el ámbito tanto tecnológico como sectorial, aunque el programa actual (SDE++) incluye un presupuesto reservado ("*fences*") para apoyar ciertas tecnologías específicas cuyo coste es elevado a corto plazo.
- De esta forma, se busca prevenir que tecnologías incipientes pero potencialmente valiosas en la descarbonización queden fuera del programa.

■ Mecanismo de asignación

- Los proyectos son seleccionados a través de un sistema competitivo con base en una medida de eficiencia de costes: cuántas unidades de reducción de emisiones de carbono se logran por el coste de la ayuda.

■ Principales características:

- El mecanismo CCfD es unilateral, lo que significa que si el precio de referencia del carbono supera el precio de ejercicio, el inversor no devuelve el apoyo al Estado.
- Sin embargo, existen diversos límites que salvaguardan la posición del Estado a pesar de definir el esquema como unilateral:
 - **Precio suelo.** Existe un precio suelo para el precio de referencia, es decir, el precio del carbono en el EU ETS. En la práctica, opera como un *price cap*,

limitando el monto máximo de los pagos que percibe el beneficiario cuando el precio de referencia es menor al precio de ejercicio. La cobertura máxima a pagar bajo el SDE++ es de 300 EUR/tCO₂.

- **Control de rentabilidad *ex-post*.** Se verifica de manera *ex-post* los costes del Proyecto, para controlar que la rentabilidad obtenida por el promotor sujeto al contrato CCfD no sea excesiva. Es aplicable al finalizar la construcción/adaptación del proceso productivo y cuando las condiciones del proyecto hayan cambiado o el beneficiario reciba otra(s) ayuda(s) a la descarbonización. En caso de que el control de rentabilidad encuentre que el beneficiario ha recibido más ayuda de la necesaria para incentivar la inversión (debido a la incertidumbre en las proyecciones de costes a la hora de acordar el contrato), este tendrá que devolver el exceso al Estado. En caso contrario, el beneficiario no recibirá el sobre coste incurrido.
- **Cláusulas *claw-back*** para inversiones en producción de energía solar y eólica desde 2024 para proteger al Estado frente al riesgo de que los ingresos de mercado durante los contratos de SDE++ sean mayores de los esperados.

Elegibilidad

El SDE++, solo puede adjudicarse a nuevas instalaciones, instalaciones que produzcan calor o gas renovable adicional, o a la instalación de equipos CCS en instalaciones existentes³⁶. Las tecnologías elegibles para el SDE++ se enumeran en la tabla siguiente.

Tabla 1 Tecnologías incluidas en el esquema SDE++

CATEGORIA	INCLUIDAS	EXCLUIDAS
Energía renovable	■ Producción de energía basada en las siguientes fuentes renovables, que también fueron apoyadas bajo el paraguas del SDE+: eólica, solar, geotérmica, osmosis, hidroeléctrica, biogás y gases residuales. ■ Así mismo, se han sumado nuevas fuentes renovables no cubiertas en el SDE+: extensión de centrales solares térmicas, energía acuotérmica, extensión de plantas geotérmicas a aplicaciones que requieren una bomba	■ La co-combustión de biomasa en centrales eléctricas de carbón era elegible en el marco del SDE+, pero no bajo SDE++. ■ La eólica marina era elegible en el marco de la SDE+, pero ya no lo es porque los Países Bajos consideran ahora que esta tecnología es

³⁶ La única excepción son las plantas de generación que usan biomasa. Éstas sí son elegibles para una extensión de su vida útil. Solo resultarán elegibles si sus costes operativos, incluyendo el coste del combustible y de mantenimiento, son tan elevados como para provocar el cierre de la planta en base a las proyecciones de costes e ingresos más recientes. En tales casos, el CCfD podría financiar también a plantas de biomasa con tal de evitar su cierre.

CATEGORIA	INCLUIDAS	EXCLUIDAS
	de calor para calentar agua o para elevar la temperatura al nivel adecuado y calentamiento de compost.	rentable sin necesidad de apoyo estatal.
Soluciones de calor residual	■ Bombas de calor y soluciones industriales de aprovechamiento de calor residual	
Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	■ La SDE++ también incluye las tecnologías CCS entre los proyectos elegibles, pero sólo las aplicaciones industriales están incluidas en el ámbito de la SDE++. ■ Solo los costes inherentes de la CCS están cubiertos por SDE++ y se tienen en cuenta a la hora de establecer el importe específico de la tecnología. El monto base específico para la tecnología incluye tanto los costos de inversión como los costos operativos. ■ Los solicitantes también deben demostrar que la cadena de CCS está completa y que están conectados a una instalación de almacenamiento de CO₂.	■ En una ayuda para una planta de CCS, se excluyen los costes relacionados con el proceso de producción industrial (por ejemplo, el proceso de metano a vapor). ■ La captura y utilización de carbono (CCU) aún no está incluida en el ámbito de aplicación del SDE++.
Tecnologías de reducción de GEI basadas en electricidad	■ El SDE++ también incluye proyectos en los que los combustibles fósiles se sustituyen por consumo eléctrico. □ Calderas eléctricas: el uso de calderas eléctricas a gran escala para producir agua caliente o vapor para procesos industriales. □ Producción de hidrógeno verde basada en la electrólisis	

Fuente: Basado en el documento público de la Comisión Europea «State Aid SA.53525 (2020/N) - The Netherlands SDE++ scheme for greenhouse gas reduction projects including renewable energy» (Bruselas, 14.12.2020).

Mecanismo de asignación

Las subvenciones SDE++ se asignan de la siguiente manera:

- Cada año hay varias fases para asignar un presupuesto total fijo (por ejemplo, 5 mil millones de euros en el caso del primer ciclo de SDE++ en 2020).
- Cada fase tiene un límite asociado, que es un tope en el gasto en euros necesario para reducir las emisiones de carbono por tonelada (medido en EUR/tCO₂)³⁷. Es decir, se impone un tope máximo al precio de ejercicio que se puede pujar en cada fase.
- Los límites de cada fase establecen un nivel inmediatamente por debajo de los montos base calculados para un conjunto específico de tecnologías (el denominado "*monto base específico por tecnología*"), con el fin de incentivar a los proyectos a competir en sus ofertas y presentar solicitudes en las primeras rondas.
- Las primeras fases tienen un límite más bajo, de modo que los proyectos más eficientes en la reducción de carbono son los primeros adjudicados. Solo si una fase no utiliza todo el presupuesto se abrirá una fase posterior.
- Una vez completada toda la ronda, se evalúan todos los solicitantes. Los participantes con el menor nivel de cobertura necesario, medido como el monto base de su fase menos el precio de su producto de referencia, resultan elegidos en primer lugar.

El objetivo final de SDE++ es poder seleccionar los proyectos que ofrezcan el mayor volumen de emisiones evitadas por cada euro de apoyo público. Para permitir una comparación directa de los proyectos, se determina un factor de emisión para cada tecnología por parte de la Agencia de Evaluación Ambiental de los Países Bajos (PBL). Este factor proporciona una medida del potencial de reducción de GEI de la tecnología en cuestión a mediano plazo.

- Dependiendo de la tecnología en cuestión, este factor de emisión se determina mediante un procedimiento de estimación sobre la tecnología que reemplaza. Por ejemplo, para la producción de hidrógeno, se supone que el hidrógeno sustituirá al gas natural.
- Para las tecnologías que implican un consumo significativo de electricidad, como el CCS, los factores de emisión, así como las reglas que rigen los volúmenes elegibles para apoyo también tienen en cuenta las emisiones del proceso de producción de electricidad³⁸.

El proceso de licitación competitiva

Cada año se establece un presupuesto. El cálculo del presupuesto tiene en cuenta la oferta esperada de proyectos, así como las posibles limitaciones a la competencia si se alcanzan

³⁷ Las emisiones de carbono esperadas por tecnología son establecidas por un organismo externo.

³⁸ Para ello, se utilizan dos enfoques, basados en el momento y la cantidad de consumo eléctrico:

(i) «Carga base»: la electricidad se consume de forma continua. Las emisiones basadas en el consumo de electricidad se basan en la media de las centrales de generación marginales proyectadas hasta 2030. Este horizonte temporal se desplazará un año anualmente.

(ii) «Carga flexible»: se prevé que la electricidad se consuma sólo durante las horas de precios bajos, cuando la electricidad renovable fija el precio y asegura así el suministro eléctrico. Para estas tecnologías, la estimación se basa en la expectativa de que en 2030 habrá 2000 horas en las que la instalación marginal de generación en los Países Bajos sea 100% renovable. La subvención SDE++ para esta categoría sólo se pagará durante un número limitado de horas al año.

los límites de puja, de modo que el presupuesto sea vinculante en el proceso de asignación competitiva. El proceso de asignación es conocido como subasta multi-ronda, es decir, se lleva a cabo en fases secuenciales. En cada fase, se establece un límite de licitación (llamado "monto base") de tal manera que los participantes solo pueden ofertar en o por debajo de este nivel.

- Los montos base para cada fase se expresan en EUR/tCO₂.
- El monto base aumenta de una fase a otra: una vez que finaliza la fase 1, si aún queda presupuesto disponible, se abre la fase 2, y el límite aumenta. Esto significa que en la segunda ronda, las tecnologías que dependen más del CCfD (costes más altos, manteniendo constante el nivel de reducción de emisiones) pueden presentarse.
- Una vez que se agota el presupuesto, el programa se cerrará para el año en curso; las solicitudes presentadas después de esta fecha no serán aceptadas.

Los límites de puja se establecen para estimular la competencia entre los beneficiarios: para cada categoría de beneficiario, los montos base para cada fase se establecen justo por debajo de los montos base estimados para cada tecnología. Esto proporciona un incentivo para que los beneficiarios liciten por debajo de sus montos base específicos por tecnología. El presupuesto total, las fases planificadas y los calendarios se publican cada año antes de que comience el programa.

El precio ofrecido por el postor, el precio mínimo y el número máximo anual de horas de operación elegibles para la cobertura se fijan durante la duración del contrato SDE++ de cada beneficiario. Los precios no están indexados como en el caso alemán.

Montos base específicos por tecnología

Aunque todas las tecnologías pueden ofertar sus proyectos bajo el SDE++, independientemente de la fase, para cada tecnología también se aplica un nivel de precio específico (llamado "*monto base específico por tecnología*"), que actúa como un límite de licitación para esa tecnología.

- Estos niveles se expresan en EUR/tCO₂ aplicando factores de emisión específicos por tecnología.
- PBL calcula los niveles para cada categoría de beneficiario en función de los costes relevantes, por ejemplo, los costos de inversión y operación del proyecto y otras medidas de ayuda aplicables a esa categoría (por ejemplo, desgravaciones fiscales).

PBL actualiza y publica anualmente los montos base específicos por tecnología, teniendo en cuenta consultas sobre los supuestos clave, detalles específicos de la tecnología y cálculos de costes.

Límites a la cobertura

Existen tres límites a los pagos de la cobertura total para tres categorías:

- Reducciones de emisiones de GEI por parte de la industria manufacturera,
- Captura y Almacenamiento de Carbono, y
- Generación de electricidad renovable.

Los Países Bajos han introducido estos límites para limitar el apoyo potencial total para ciertas categorías de beneficiarios si bien estos límites pueden eliminarse en cualquier momento.

Otras características

La cobertura es una prima variable que cubre la diferencia entre el precio de ejercicio y un precio de referencia que varía entre tecnologías. Más precisamente, es la diferencia entre:

- El precio ofertado por el candidato exitoso en el proceso competitivo (por lo tanto, como máximo, este será el monto base que PBL ha establecido como límite para cada tecnología) y,
- Un precio de corrección que corresponde a los ingresos o costes evitados del proyecto. Éste difiere según el beneficiario: para aquellos sujetos al ETS, la corrección tiene en cuenta el precio promedio del ETS; para los productores de energía renovable, la corrección tiene en cuenta el precio de la electricidad. Por lo tanto, es un precio de mercado de referencia por unidad medible de producción (toneladas de CO₂ evitadas o kWh de electricidad producidas).

También hay un precio suelo o precio mínimo, que sirve como un techo para la ayuda pagada a los beneficiarios (y el gasto total máximo para el esquema). Si la cantidad de corrección cae por debajo del precio mínimo, los beneficiarios reciben la diferencia entre el precio ofrecido en el proceso competitivo y el precio suelo.

El calendario de pagos

El 80% del monto estimado de la subvención se paga mensualmente por adelantado a cada beneficiario:

- El monto estimado de la cobertura se calcula en función de un precio de referencia y un número estimado de horas de operación de la tecnología del beneficiario.
- El monto final de la cobertura se ajusta cada año de acuerdo con los precios anuales reales en los mercados de referencia (según el caso: precio del carbono ETS, precio del hidrógeno gris estimado a partir del precio del gas o precio de la electricidad).

- El monto de la ayuda cobertura también se ajusta *ex-post* cada año en función de la producción real para garantizar que solo se subvencionen las emisiones de GEI realmente reducidas.

Duración de los contratos

Los beneficiarios reciben contratos de entre 12 y 15 años, con contratos de 15 años disponibles para las tecnologías más intensivas en capital elegibles bajo el esquema. El esquema debe estar en vigor durante 5 años desde su implementación en 2020 (hasta el 31 de diciembre de 2025).

Los beneficiarios pueden usar el *forward banking* para transferir el monto no utilizado debido a una producción por debajo del número máximo anual de horas de carga elegibles para la subvención a años posteriores. También es posible usar el *backward banking* para transferir producción no subvencionada a años anteriores, hasta un máximo del 25% de la producción anual máxima elegible.

A.2 Francia

La convocatoria de proyectos "Grandes Proyectos Industriales de Descarbonización", aprobada por la CE el 18 de diciembre de 2024, tiene como objetivo apoyar la aceleración de la descarbonización de la industria en Francia y el desarrollo de las tecnologías de descarbonización más ambiciosas, con el fin de alcanzar los objetivos europeos y nacionales mencionados anteriormente. En particular, permite acelerar la descarbonización de los sectores y sitios industriales más emisores y más difíciles de descarbonizar, al mismo tiempo que fomenta la aparición de soluciones de descarbonización al menor costo posible.

A continuación, se presenta una descripción general del mecanismo CCfD.

Elegibilidad

El mecanismo se aplica a inversiones para la descarbonización de una actividad industrial existente en Francia. Así, las empresas beneficiarias deben estar sujetas al sistema de intercambio de cuotas de emisión (SEQE UE).

En cuanto al ámbito de aplicación tecnológico, el mecanismo está abierto a ciertas tecnologías de descarbonización con una madurez suficiente y no cubiertas por otro mecanismo de apoyo. Existen una serie de exclusiones explícitas:

- Proyectos *greenfield*: Los proyectos de descarbonización en un nuevo sitio industrial no son elegibles.
- Hidrógeno: La producción y el consumo de hidrógeno no son elegibles.
- Biomasa: El uso de un mecanismo de descarbonización basado en biomasa no es elegible para esta convocatoria. Se entiende por "mecanismo de biomasa" el uso directo

de biomasa, el uso de materias primas transformadas (como el biochar) o fuentes de energía producidas a partir de biomasa.

Además, el proyecto debe permitir que el sitio cumpla con los estándares del SEQE y el proyecto debe de ponerse en marcha 5 años como máximo después de la firma del contrato.

Con el fin de limitar el volumen total de ayudas distribuidas a un mismo sector, se establece un techo sectorial para cada uno de los 5 sectores definidos:

- Agroalimentario
- Química
- Materiales no metálicos, equipos y bienes
- Metalurgia
- Petroquímica

Cada oferta será asignada a uno de estos sectores en función del código NACE C del sitio del proyecto. La ayuda no actualizada acumulada de las ofertas seleccionadas en cada uno de estos sectores no podrá exceder un tercio del fondo de financiación de la convocatoria.

Mecanismo de asignación

El método de asignación consiste en una subasta en € por tonelada de CO₂ evitada, implicando una ayuda menor o igual al sobre coste global del proyecto en comparación con la situación actual.

Los proyectos serán seleccionados según el orden de su clasificación, con una calificación basada en los siguientes criterios:

- **Criterio 1: Precio.** Precio de subasta en €/tCO₂ equivalente eliminada, que se corresponde con el coste de abatimiento.
- **Criterio 2: Ambición de descarbonización.** Tiene como objetivo valorar los proyectos más ambiciosos en términos de reducción de la intensidad de carbono, más allá de los estándares SEQE. Supone una bonificación de hasta el 20% del criterio de precio.
- **Criterio 3: Innovación.** Bonificación del 10% del criterio de precio, para un proyecto que ya haya sido beneficiario del *Innovation Fund* en el momento de la presentación de la propuesta.

Así, se favorecen los proyectos con un menor coste de abatimiento (criterio 1) y se tienen en cuenta los criterios 2 y 3 para ajustar la clasificación.

Tipo de mecanismo y control de rentabilidad

El CCfD francés es un mecanismo unilateral sujeto a un control de rentabilidad y a un control de la prestación de descarbonización.

El monto de la ayuda para cada año se calcula multiplicando el nivel de abatimiento esperado por el diferencial entre el precio de ejercicio y el precio de referencia, donde:

- El nivel de abatimiento se calcula en base al nivel de producción y la reducción de intensidad de carbono del proyecto de descarbonización;
- El precio de ejercicio es el precio resultante de la subasta del adjudicatario; y
- El precio de referencia es el precio del CO₂ definido en el pliego de condiciones.

En caso de que el precio de referencia sea mayor al precio de ejercicio, el beneficiario no tendrá que devolver la ayuda al Estado.

Control de desempeño de descarbonización

El desempeño de descarbonización será evaluado por ADEME antes (ex ante) y después (ex post) del desarrollo del proyecto. Si antes de la implementación, el desempeño recalculado es inferior en más del 20 % al anunciado, el proyecto será excluido de la subasta. Posteriormente, si el proyecto no cumple con al menos el 90 % de su previsión anual de reducción de CO₂, no se financiará la parte no realizada y se aplicará una penalización del 10 % sobre la cantidad que se habría recibido por las emisiones no evitadas.

Control de rentabilidad

Para evitar la sobrecompensación, se evaluará el sobrecoste neto del proyecto con base en un plan de negocio de hasta 15 años, que deberá justificar aspectos financieros como el WACC, los gastos e ingresos operativos, costos indirectos, y otras ayudas públicas. ADEME verificará estos datos y aplicará dos criterios de exclusión: si los sobrecostes netos recalculados son inferiores a la ayuda prevista, o si el sobrecoste neto por tonelada de CO₂ evitada está por debajo de un umbral confidencial, el proyecto no será seleccionado.

Otras características

- **Duración del contrato:** la ayuda se otorgará en forma de subvenciones anuales durante un período de 15 años
- **Posibilidad en el anticipo del cobro de la ayuda:** los candidatos podrán solicitar un primer pago opcional limitado a 50% de los CAPEX nominales o 30% de la ayuda previsional actualizada total. La devolución se realizará lo más rápido posible en los primeros años del contrato, en deducción de los pagos anuales basados en las prestaciones reales de descarbonización anuales.

A.3 Alemania

La Ley de Protección Climática de 2021 ("Bundes-Klimaschutzgesetz 2021") estableció el objetivo de lograr la neutralidad climática de la economía alemana en 2045³⁹. Para lograrlo, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) deben reducirse en un 65 % para 2035 y en un 88 % para 2040 (en comparación con los niveles de 1990). Ello requerirá importantes esfuerzos de descarbonización por parte del sector industrial, especialmente, del sector de las industrias primarias, esto es, acerera, metalúrgica, química, minera y maderera, entre otras⁴⁰.

La industria primaria, de vital relevancia para la economía alemana, tiene procesos productivos particularmente intensivos en emisiones y dificultades para descarbonizarse. Esto se debe a las siguientes razones⁴¹:

- Actualmente, en estas industrias, los costes del CO₂ no están suficientemente internalizados y los costes de producción existentes ya son elevados. Por lo tanto, los procesos de producción descarbonizados no son competitivos frente a los convencionales.
- Los parámetros de precios pueden ser volátiles (debido a la volatilidad de los precios de las materias primas, fuentes de energía y el CO₂), lo que dificulta que las empresas planifiquen sus inversiones futuras. Esto es importante para los procesos de producción respetuosos con el clima, ya que, en algunos casos, aún no existen mercados establecidos para los insumos necesarios para la producción.
- No existen tampoco mercados consolidados para los productos resultantes de instalaciones de producción respetuosas con el clima.

En vista de estos desafíos, el Ministerio Federal de Economía y Protección Climática (BMWK) planeó introducir los denominados “Contratos de protección climática”, que no deja de ser un esquema CCfD como instrumento de financiación para apoyar la descarbonización industrial. El esquema fue sometido a consulta pública en mayo de 2022⁴². El 11 de Marzo de 2024, el BMWK hizo públicas las directrices de financiación de procesos de producción respetuosos

³⁹ Disponible (en alemán) aquí: [Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019 \(bmuv.de\)](https://www.bmuv.de/SharedDocs/DE/PresseMitteilungen/2021/01/210107_klimaschutzgesetz.html)

⁴⁰ Se denominan industrias primarias aquellas que se dedican a la extracción y el procesamiento de materias primas para su empleo por parte de otras industrias.

⁴¹ Véase la consulta pública (en alemán): https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutzvertraege-bekanntmachung-des-interessenbekundungsverfahrens.pdf?__blob=publicationFile&v=10

⁴² *Interessenbekundungsverfahren zur geplanten Förderung von projektbezogenen Klimaschutzverträgen*, 3 de Mayo de 2022.
La consulta pública está disponible (en alemán) aquí:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutzvertraege-bekanntmachung-des-interessenbekundungsverfahrens.pdf?__blob=publicationFile&v=10

con el clima en la industria mediante CCfD y convocó la primera ronda de presentación de proyectos⁴³.

A continuación, se presenta una descripción general del mecanismo CCfD.

Elegibilidad

Como regla general, las empresas beneficiarias deben tener o planear tener instalaciones de producción a escala industrial en Alemania. Igualmente, deben demostrar que el proyecto es económicamente y técnicamente viable⁴⁴. La elegibilidad de los sectores se define con los siguientes criterios:

- Se financiarán proyectos piloto en otros sectores particularmente intensivos en energía, siempre que puedan lograr altas reducciones de emisiones.
- Las emisiones de la industria deben estar sujetas al ETS.
- Las industrias deben tener una intensidad de emisiones directas de al menos 1 kg CO₂/euro de valor añadido bruto.
- Las solicitudes solo pueden presentarse para proyectos fundamentalmente innovadores que conduzcan a una reducción significativa de las emisiones de GEI, preferiblemente >50% en comparación con los sistemas de referencia, y que a la finalización del proyecto se haya alcanzado una reducción de emisiones del 90% en comparación con el sistema de referencia⁴⁵.

Las tecnologías elegibles incluyen tecnologías de transición, como el uso parcial de gas natural e hidrógeno o amoníaco, siempre y cuando la participación de hidrógeno verde aumente significativamente. Los proyectos también pueden incluir la captura, utilización y almacenamiento de CO₂. Si se compra hidrógeno, debe indicarse la intensidad de CO₂ de la fuente.

La producción de derivados de hidrógeno es generalmente elegible para obtener financiación del mecanismo CCfD. Si éstos son transferidos a una tercera parte para su utilización, se deberá probar su destino final. En particular, solo será susceptible de participar en el mecanismo la porción de éstos que no haya sido utilizada para generación energética. Esta cláusula tiene como objetivo promover que el destino de dichos derivados sea la industria.

⁴³ Véase (en inglés): https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/f03e2bb2-6eaa-11ef-80a9-a0369fe1b6c9/current/document/240613_EN_F%C3%B6rderung.pdf

⁴⁴ Por ejemplo, se excluyen explícitamente aquellas empresas que hayan recibido ayudas de estado incompatibles con las guías de la CE, empresas que estén en situación económica problemática o empresas que estén bajo sanciones de la UE.

⁴⁵ El consumo de los combustibles fósiles más contaminantes, como el carbón, lignito, fueloil o el diésel solo está permitido parcialmente durante los primeros 10 años del proyecto, desde su puesta en funcionamiento -no desde la obtención de la financiación- y en la medida en la que sea técnicamente imprescindible.

Como regla general, no se otorgará financiación si un proyecto planea invertir en una planta que no sea compatible con el objetivo de neutralidad climática para 2045. Sin embargo, en las directrices de financiación se indica que el uso de insumos bajos en carbono en plantas existentes que no sean, per se, compatibles con el objetivo de neutralidad climática para 2045 podría evaluarse para su elegibilidad. En otras palabras, se decidirá si pueden recibir apoyo de forma transitoria/temporal si:

- se pueden lograr reducciones significativas de GEI a corto plazo como resultado;
- la operación continua de la instalación no retrasa la transformación a nivel empresarial; y
- el proyecto prevé inversiones en instalaciones climáticamente neutrales durante el período contractual.

Mecanismo de asignación

La adjudicación se realizará mediante una licitación pública, con la posibilidad de realizar diferentes licitaciones para distintos sectores/tecnologías. Todos los proyectos de una licitación competirán entre sí, resultando adjudicados aquellos que obtengan la mayor puntuación hasta agotar el presupuesto disponible. Una vez el proyecto ha sido adjudicado, cada empresa firma un contrato en función al precio de ejercicio que ella misma pujó (esto es lo que se conoce como un mecanismo *pay-as-bid*).

Las adjudicaciones se realizarán sobre la base de dos criterios competitivos.

- Se dará gran importancia a la eficiencia de costes del proyecto, en particular al precio contractual de CO₂ solicitado por el solicitante.
- También se considerará la reducción relativa de emisiones del proyecto, dando mayor peso a proyectos climáticamente más ambiciosos.

La puntuación de cada postor se obtendrá de multiplicar los costes del proyectos (en €/tCO₂) por un factor de ponderación basado en la reducción relativa de emisiones, que tendrá un peso aproximado del 20%. El criterio de reducción relativa de emisiones de gases de efecto invernadero se articula mediante un valor comparativo y un factor de ponderación especificados por la autoridad otorgante en la convocatoria de financiación. La autoridad otorgante asegura que el criterio se encuentre entre 0,8 y 1,2 al determinar el valor comparativo y el factor de ponderación, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Factor reducción emisiones} = 1 + s(\mu_5 - \mu_R)$$

Dónde:

s es un factor de ponderación establecido por la autoridad otorgante, típicamente, 0,8.

μ_5 es la reducción relativa de emisiones lograda por el proyecto respecto al sistema de referencia (convencional) al final del quinto año.

μ_R es el valor comparativo fijado por la autoridad otorgante, típicamente, 0,75. Ello equivale a una reducción del 25% de las emisiones del sistema de referencia al quinto año del proyecto.

Precio de ejercicio

El precio de ejercicio representa el precio del CO₂ por unidad de emisiones de GEI evitadas para esa tecnología, es decir, el precio de ejercicio.

Para calcularlo, se necesitan dos datos:

- las emisiones evitadas por el proyecto subvencionado; y
- los costes adicionales de la tecnología de reducción de CO₂ en comparación con una tecnología de referencia (el contrafactual).
 - Los costes en ambos escenarios -tanto factual como contrafactual- están indexados a los precios de las materias primas clave para ese proceso productivo. De este modo, se asegura que el contrato refleja adecuadamente la brecha de costes existente entre ambos escenarios a lo largo de toda la duración, sin importar la evolución de los precios de dichos insumos.

Esto es una medida de protección tanto para la empresa beneficiaria como para el Estado ya que asegura que ninguna de las partes obtenga una ventaja ilegítima a causa de variaciones de precios de los insumos. Asimismo, asegura el cumplimiento del mecanismo con el criterio de proporcionalidad exigido por la CE para la aprobación de la ayuda de estado.

- El precio calculado del contrato de carbono de CO₂ debe ser superior al nivel de precio del CO₂ en el Régimen de Comercio de Emisiones de la UE (ETS) en el momento de la firma del contrato CCfD.

Precio de referencia

La empresa recibe como ayuda la diferencia entre el precio contractual de CO₂ y el precio real de CO₂. El precio real de CO₂ permite tener en cuenta la asignación gratuita además del precio de CO₂ del ETS.

- La máxima diferencia que puede cubrir el contrato se calcula en función de la información sobre los costes del proyecto y la tecnología de referencia contrafactual.
- Para protegerse contra los riesgos del mercado, el precio del contrato de CO₂ se ajusta anualmente, de forma dinámica y *ex-post*.
- El pago de la cobertura es un pago por desempeño. Los costes cubiertos, por tanto, se adaptan al volumen de producción.

El contrato es bilateral: durante la vigencia del contrato, las empresas también podrían tener que reembolsar al Estado si el precio real de CO₂ llegas a superar el precio contractual.

Duración del contrato

Los contratos tienen una duración de 15 años. La fecha de inicio es la fecha de puesta en funcionamiento del proyecto, que debe ser como máximo 36 meses posterior a la obtención del contrato de protección climática. Existe la posibilidad de que ese periodo se amplíe a 48 meses.

A.4 Dinamarca

El Danish Climate Act establece un objetivo de reducir las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) en Dinamarca en un 70% para 2030, comparado con los niveles de 1990, y alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050. En 1990, Dinamarca emitió 78 millones de toneladas de CO₂ equivalente, reducidas a 44,9 millones en 2020. Para cumplir el objetivo de 2030, las emisiones deben bajar a 23,4 millones de toneladas, lo que implica reducir 21,5 millones adicionales entre 2020 y 2030.

Según las autoridades danesas, la tecnología de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) aún no ha alcanzado su pleno potencial en toda la cadena de valor y, actualmente, ninguna instalación está lista para capturar CO₂ a gran escala, y no existe un mercado comercial para esta tecnología. Los operadores del mercado han informado a las autoridades danesas que recibir ayudas estatales es una condición necesaria para tomar decisiones de inversión.

El Acuerdo Climático Danés para Energía e Industria (22 de junio de 2020) estableció la importancia del Captura y Uso o Almacenamiento de Carbono (CCUS) para los objetivos climáticos del país. Esto llevó a la creación de un fondo de 2,15 mil millones de euros, programado para implementarse entre 2024 y 2048. El fondo se implementará en dos fases:

- Primera fase: enfocada exclusivamente en la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS), con el objetivo de reducir 0,4 millones de toneladas de CO₂ anualmente desde 2026. Esta primera fase constituye el mecanismo de CCfD que ha sido aprobado por la CE⁴⁶ y se expondrá a continuación.
- Segunda fase: abordará tanto CCS como CCUS, buscando reducir 0,5 millones de toneladas adicionales anualmente desde 2030, alcanzando un total de 0,9 millones de toneladas al año. Esta fase todavía no ha sido puesta en marcha.

⁴⁶ [EC. State Aid SA.102777 \(2022/N\) – Denmark State aid scheme for Carbon Capture and Storage in Denmark.](#)

Elegibilidad

Las empresas de cualquier sector industrial, incluidos los de residuos y energía, son elegibles para el esquema. Sin embargo, solo habrá un beneficiario o un consorcio de beneficiarios seleccionado mediante un proceso de licitación competitiva.

Este esquema busca aprovechar las economías de escala, reducir riesgos de inversión y costos operativos, y sentar las bases para proyectos futuros más pequeños con el objetivo de establecer una cadena de valor para la Captura, Transporte y Almacenamiento de Carbono (CCS) con una capacidad mínima de 0,4 millones de toneladas de CO₂ al año a partir de 2026.

Los candidatos deben demostrar una estabilidad financiera suficiente para realizar las importantes inversiones iniciales requeridas antes de recibir las ayudas estatales. Así, los candidatos deben tener unos ingresos anuales mínimos de 100,8 millones de euros y un ratio de solvencia del 20%. Las empresas que se consideren en dificultades financieras no son elegibles para participar.

Método de asignación

El método de asignación consiste en un proceso competitivo de licitación basado en el "principio de libro abierto". Solo un licitador o consorcio será seleccionado, el cual será responsable de establecer y operar toda la cadena de valor CCS, desde la captura hasta el almacenamiento permanente de CO₂.

El proyecto ganador será seleccionado en función de criterios de calidad-precio, transparencia y eficiencia económica, garantizando la competencia justa. Se priorizarán proyectos económicamente viables, maduros y con capacidad técnica y operativa. Las licitaciones se evaluarán mediante un sistema de puntuación que considera factores como subsidios requeridos (60%), madurez del proyecto (20%), cantidad inicial capturada (10%) y capacidad adicional ofrecida (10%).

Otras características

- Duración y presupuesto máximo:
 - El esquema proporciona un subsidio pagado por tonelada de CO₂ almacenada de forma permanente mediante un contrato de diferencia (CfD) de 20 años.
 - El subsidio, que cubre los costos necesarios de inversión y operación, está limitado 54.9 millones EUR anuales.
- Control de rentabilidad:

- Los pagos se realizan según la cantidad de CO₂ documentada y almacenada cada año. El ganador debe usar un sistema de medición para reportar cantidades ya que no recibirá subsidio por la cantidad de CO₂ que se pierda durante la captura o transporte.
- Un mecanismo de ajuste y "claw-back" asegura que la ayuda se reduzca si las condiciones cambian favorablemente para el beneficiario, evitando sobrecompensación.
- **Duración y flexibilidad:**
 - El contrato tiene una duración de 20, con la posibilidad de que el beneficiario lo termine unilateralmente después de ocho años, con un preaviso de tres años.
 - En caso de salida anticipada, se organizará una nueva licitación para garantizar la continuidad de las actividades CCS.

A.5 Reino Unido

En 2020, el Reino Unido propuso el diseño de un mecanismo de CCfD para auspiciar tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono, denominado Industrial Carbon Capture (ICC). Esta medida forma parte de la Estrategia de Descarbonización Industrial británica, publicada en marzo de 2021, cuyo objetivo es reducir las emisiones en 10 MtCO₂ por año hasta 2030. Para alcanzar esta meta, el gobierno tiene la ambición de capturar y almacenar al menos 3 MtCO₂ anuales provenientes de fuentes industriales: es decir, que las tecnologías de captura contribuyan, como mínimo, en un 30% a dicha reducción de emisiones. del 12 de abril al 10 de junio de 2022, la medida se a consulta pública.

Esta medida se centra en la captura de carbono, una tecnología considerada esencial para la descarbonización del sector industrial británico. Esto abarca la captura de carbono por parte de la propia industria y también el uso de servicios de captura, almacenamiento o transporte de carbono proporcionado por terceros. Además, el Reino Unido ha decidido introducir un contrato CCI específico para el sector de gestión de residuos debido a sus importantes diferencias con otros sectores elegibles para el contrato CCI. Esta será una variación del contrato genérico de CCI que se implementó inicialmente.

A continuación, se presenta una descripción general del mecanismo CCfD en el contexto de los contratos ICC en el Reino Unido.

■ Elegibilidad.

- El programa CCfD en el Reino Unido se aplica específicamente a las tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono en los sectores industriales, en los sectores intensivos en consumo energético, la generación de energía y la gestión de residuos.

■ **Mecanismo de asignación.**

- La asignación de los contratos CCfD se realizará de manera secuencial. Comienza aplicándose a un clúster geográfico que representa un hub industrial listo para acoger estas tecnologías. Posteriormente, el proceso se repite y expande en los siguientes clústeres industriales, de modo que se pueda aprender de las lecciones de la implementación de anteriores oleadas de proyectos.

■ **Características principales.**

- El mecanismo CCfD es unilateral, es decir, si el precio de referencia del carbono supera el precio de ejercicio, el inversor no tiene que reembolsar esa diferencia al Estado.
- El CCfD cubrirá el opex y una parte del capex relacionado con los proyectos CCUS.

Elegibilidad

La cobertura ha sido diseñada para ser aplicable a una amplia gama de sectores industriales y aplicaciones de tecnologías CCUS⁴⁷. Dentro de estos casos potenciales, algunos proyectos no son elegibles para contratos CCI por varias razones:

- el Estado considera que el proyecto es económicamente viable sin intervención,
- el tipo de proyecto está cubierto por otras políticas públicas,
- el proyecto solo conduce a una reducción temporal, no permanente, de las emisiones de CO₂.

La gran mayoría de los sectores industriales son elegibles para contratos CCI. El alcance del CCI también incluye ciertas fuentes de energía. Por ejemplo, la herramienta podría aplicarse a instalaciones de cogeneración, siempre que la mayor parte (70% o más) de la energía generada producida se utilice en la industria. Esto también aplica a la energía generada a partir de residuos cuando estas fuentes de energía son empleadas por un actor industrial elegible para el CCI y/o instalaciones donde la energía se venda fuera del emplazamiento industrial a redes de calor y electricidad. Sin embargo, hay ciertos sectores y tecnologías que se han declarado expresamente como no elegibles de participar en el programa:

■ **Sectores:**

- *upstream* de crudo y gas;

⁴⁷ Para un mayor detalle sobre las tecnologías y sectores elegibles, véase https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/984119/industrial-carbon-capture-icc.pdf

- nuevas instalaciones de producción de hidrógeno -azul- que sean compatibles con CCUS.
- Tecnologías:
 - tecnologías CCUS que no den lugar a una reducción permanente de emisiones⁴⁸;
 - captura directa de carbono del aire (DAC, por sus siglas en inglés, “*Direct Air Carbon Capture*”); y
 - tecnologías de eliminación de gases de efecto invernadero (GGR, por sus siglas en inglés, “*Greenhouse Gas Removal*”).

Además de las reglas de elegibilidad descritas anteriormente y en el contrato genérico, existen dos variantes del mismo: una para la captura de carbono directamente por el emisor, y otra para la captura de carbono por un operador externo. En ambos casos, la industria debe demostrar contratos con empresas de transporte y almacenamiento de CO₂.

Algunos criterios adicionales, que garantizan la viabilidad del proyecto, son los siguientes:

- El sitio debe haber iniciado al menos sus estudios de viabilidad antes de finales de diciembre de 2022.
- El sitio debe estar operativo antes de finales de diciembre de 2027.
- El sitio debe clasificarse como una solución CCUS elegible y demostrar una tasa de captura de carbono de al menos el 85%.
- El sitio debe estar ubicado en el Reino Unido.

Mecanismo de asignación

El Reino Unido ha optado por un despliegue secuencial de los CCfD en distintas áreas geográficas. Se definen varios clústeres industriales, de los cuales algunos serán seleccionados para la primera fase de implementación de los CCfD.

En segundo lugar, entre los clústeres industriales identificados para el despliegue prioritario de los CCfD, el gobierno recibe solicitudes para proyectos individuales, que se negocian bilateralmente. En esta etapa, no se menciona un proceso competitivo para la asignación de los contratos. El gobierno pretende mantener un enfoque flexible a lo largo de este proceso para permitir que ciertos proyectos avancen de forma acelerada. Además, enfatizan que si un proyecto propuesto está maduro e integrado en el sistema de transporte y almacenamiento, es muy probable que pueda obtener apoyo a través del esquema.

⁴⁸ Por ejemplo, para el uso del CO₂ capturado en la producción de bebidas carbonatadas o en procesos industriales donde el CO₂ se libere nuevamente.

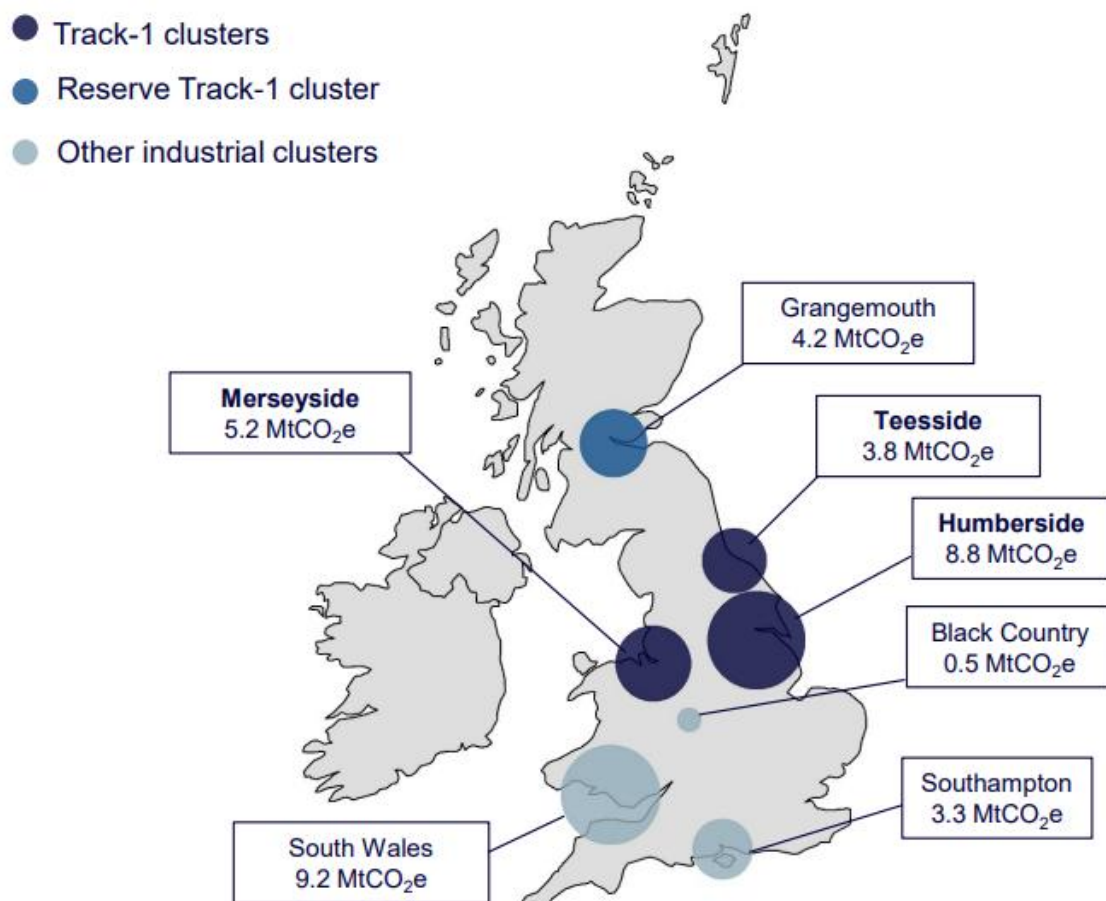
Este proceso se repetirá varias veces para ampliar el alcance geográfico del mecanismo CCfD. El Reino Unido ha declarado su intención de descarbonizar al menos dos clústeres para 2025 y cuatro clústeres para 2030. En octubre de 2021, el Reino Unido anunció que HyNet y los clústeres costeros serían seleccionados como clústeres de la "Fase 1"⁴⁹.

Además, el clúster escocés se define como un clúster de reserva. En ciertas circunstancias, podría formar parte de la "Fase 1", por ejemplo, si el presupuesto total previsto permite apoyar proyectos adicionales, o si surgen dificultades en los proyectos incluidos en los clústeres de la Fase 1. En cualquier caso, el gobierno también está comprometido con el despliegue de los contratos CCI y la adopción de tecnologías CCUS dentro de este clúster industrial. El documento para inversores en captura de carbono revela que el Reino Unido tiene un ambicioso plan para secuestrar entre 20 y 30 MtCO₂/año para 2030⁵⁰. Los clústeres geográficos se muestran en el mapa a continuación.

⁴⁹ HyNet es el Proyecto de descarbonización industrial de la costa Oeste de Reino Unido, situado en el condado metropolitano de Merseyside, con Liverpool como principal eje de operaciones (más información en <https://hynet.co.uk/>). Así mismo, las áreas costeras de Teeside y Humberside, en el Este de la isla, también han sido seleccionadas para la primera fase.

⁵⁰ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a29b7d06179b00131ae94e/ccus-investment-roadmap.pdf>

Figura 31 Principales clústeres industriales de Reino Unido y emisiones de carbono asociadas



Fuente: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a29b7d06179b00131ae94e/ccus-investment-roadmap.pdf>

Nota: No incluye emisiones no sujetas al ETS dentro de cada clúster.

El gobierno no ha anunciado un presupuesto específico para el despliegue de los contratos ni en el primer clúster industrial, ni para el despliegue en clústeres posteriores. Sin embargo, el Reino Unido ha anunciado que el Fondo de Infraestructura de Captura y Almacenamiento de Carbono (CIF), que representa una inversión de 1.000 millones de libras en CCUS, se movilizará para financiar el capex relacionados con los proyectos CCUS que forman parte del CCfD. El opex será financiado mediante el programa de Descarbonización Industrial mediante CCUS e Hidrógeno (IDHRS, por sus siglas en inglés).

Funcionamiento del contrato

Los contratos de ayuda se negociarán bilateralmente entre entidades públicas y promotores de proyectos y tendrán una duración d hasta 15 años.

Los costes considerados incluyen el opex de la captura *in situ*, los costes de uso de la red de transporte y almacenamiento de carbono, y un componente que cubrirá un máximo del 50% de los costes de inversión. Eso sí, el opex se ajustará a la inflación. En particular, el precio de ejercicio se ajustará en función de los cambios en el índice de precios al consumidor. Sin embargo, el Reino Unido no considera primas verdes ni otros cambios en el precio de venta de los productos debido a las menores emisiones asociadas con su producción.

El precio de ejercicio y la tasa de reembolso del capex se negociarán bilateralmente entre la entidad pública y el actor industrial correspondiente. Sin embargo, los costes de transporte y almacenamiento no estarán vinculados a los precios de ejercicio. Al contrario, se requiere evidencia de la firma de un contrato de transporte y almacenamiento, y se aplica un modelo de costes auditados para este componente.

Precio de referencia

El Reino Unido establece un precio base del carbono que seguirá una trayectoria predeterminada, basada en su crecimiento histórico. Este precio base reflejará el precio del carbono en el UK ETS en el momento de la firma del contrato, pero no estará directamente indexado a éste. Por lo tanto, no estará sujeto a las variaciones del precio del carbono en el mercado del UK ETS que puedan ocurrir después de la firma del contrato.

Ello se justifica por la menor madurez del mercado del UK ETS -por ejemplo, respecto al EU ETS-, cuyas reglas operativas aún podrían cambiar. Se trata de mitigar los riesgos y variabilidad asociados a grandes fluctuaciones en el precio de referencia. En el futuro, cuando el mercado madure y se estabilice, el precio de referencia podría cambiar y reflejar los resultados del UK ETS. Así mismo, ofrece al Estado una mayor visibilidad presupuestaria y a la industria una mayor visibilidad sobre el nivel de coberturas que se pagarán.

Asignaciones gratuitas de derechos de emisión

Los contratos también tendrán en cuenta los ingresos de las asignaciones gratuitas en el cálculo de los pagos de la cobertura. El actor industrial beneficiario de un contrato CCfD deberá renunciar a una parte de las asignaciones gratuitas. Por lo tanto, perderá ingresos del mercado ETS, en proporción al volumen de emisiones capturadas y al precio del carbono en el UK ETS. No obstante, el industrial será compensado por esta pérdida de ingresos. En la práctica, esta compensación se implementa sustituyendo el precio de referencia base (el precio del carbono en el UK ETS) por un menor precio de referencia⁵¹.

⁵¹ El precio de referencia efectivo (en £ por tonelada de CO₂ capturado) es igual al precio de referencia base (en £ por tonelada de CO₂ capturado) menos la cantidad anual de asignaciones gratuitas renunciadas por la industria (en £ por tonelada de CO₂ capturado). De igual forma, la cantidad anual de asignaciones gratuitas renunciadas (en £ por tonelada de CO₂ capturado) es igual a las asignaciones gratuitas renunciadas (en toneladas por año) multiplicadas por el precio de referencia base (en £ por tonelada de CO₂ capturado) y divididas por la cantidad de emisiones de CO₂ capturadas en el año (en toneladas por año).

Dado que el diseño del UK ETS aún está sujeto a cambios, existe incertidumbre sobre la cantidad de asignaciones otorgadas gratuitamente a los actores industriales. El Reino Unido preparó un informe analizando los primeros años de funcionamiento de su mercado ETS⁵², y existen discusiones abiertas para alinearlo con sus objetivos de descarbonización, así como una revisión del papel de las asignaciones gratuitas. En este contexto, los CCfD están diseñados para proteger no solo contra las variaciones en el precio del carbono, sino también contra las variaciones en la cantidad de asignaciones gratuitas otorgadas a los actores industriales.

En la práctica, el contrato definirá un nivel anticipado de asignaciones para el cual se pagará una compensación. Si el industrial recibe un volumen inferior de asignaciones gratuitas al nivel anticipado definido en el contrato, aún podrá ser compensado por ellas. En particular, el precio efectivo de referencia compensará por las asignaciones gratuitas que no hayan sido usadas, en atención a la tasa de captura de CO₂.

Repago del capex: forward y backward banking

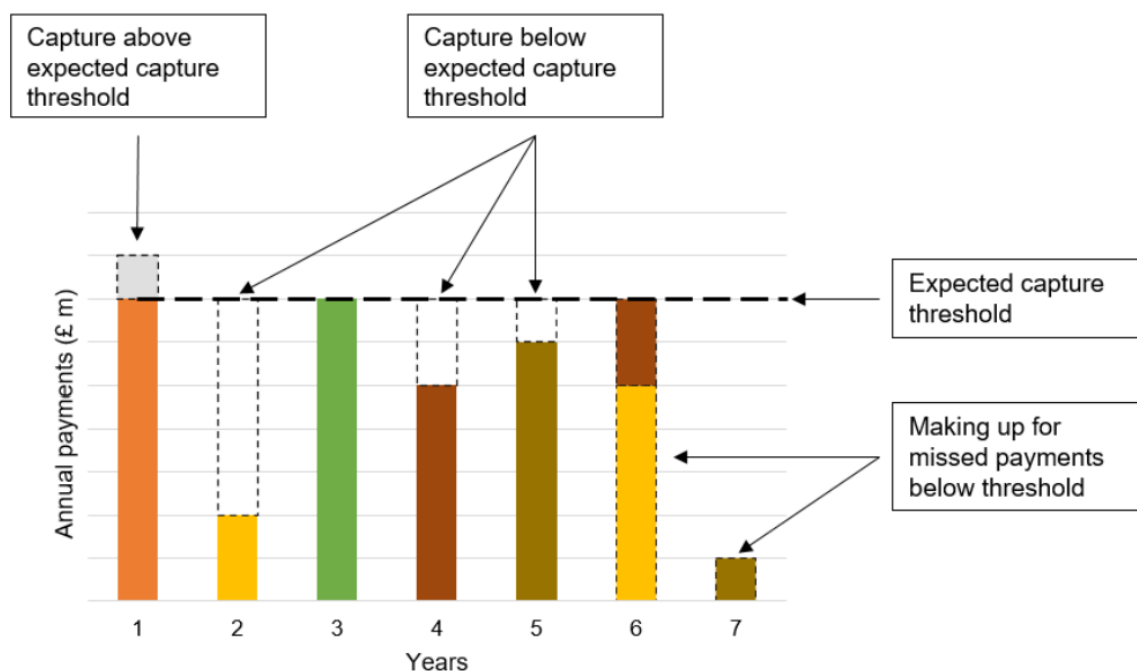
La cobertura incluye un componente para cubrir hasta el 50% de los costes de inversión, pero el monto dependerá de la cantidad de CO₂ inyectado en las redes de transporte y almacenamiento de carbono.

- Se determinará previamente una cantidad unitaria de compensación (£ por tonelada de CO₂ capturado) y se pagará durante los primeros cinco años del contrato.
- Si el volumen de carbono capturado es igual o superior al previsto, el componente CAPEX se pagará por un volumen igual al previsto.
- Si el volumen de carbono capturado es inferior al previsto en algunos años, el importe del componente anual se reducirá proporcionalmente.
- La parte no pagada del componente CAPEX puede trasladarse a años posteriores del contrato, si está justificada por los volúmenes de carbono capturados en esos años, o hasta que se capture suficiente CO₂. A esta herramienta se la conoce como **backward banking**, ya que permite compensar la reducción de emisiones que no se alcanzó en el pasado con reducciones de emisiones futuras. Este mecanismo proporciona un incentivo para que la industria alcance la cantidad proyectada de carbono capturado, al tiempo que la protege parcialmente de un menor rendimiento mediante el traslado de esos niveles de captura, en este caso, a los años 6 y 7. La siguiente figura **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** ilustra este modelo.

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/984119/industrial-carbon-capture-icc.pdf

⁵² Véase <https://www.gov.uk/government/publications/uk-emissions-trading-scheme-review-2023>

Figura 32 Funcionamiento del backward banking en el CCfD del Reino Unido



Fuente: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/984119/industrial-carbon-capture-icc.pdf, página 23

Nota: [Insert Notes]

El esquema de Reino Unido, sin embargo, no permite el denominado *forward banking*: esto es, transferir excesos de reducción de emisiones de años anteriores a años futuros. Es decir, el mecanismo no compensa por niveles de captura de carbono por encima del umbral de captura fijado contractualmente. En la figura anterior este exceso, representado por un cuadrado gris en el año 1, no puede utilizarse para compensar el menor nivel de captura de los años 2, 4 y 5.

Anexo B : Compatibilidad con el régimen de ayudas de estado de la UE

En general, para que las ayudas sean compatibles con el derecho de la UE estas han de facilitar el desarrollo de determinadas actividades económicas de la UE (condición positiva) siempre y cuando no se alteren los intercambios comerciales en forma contraria al interés de la UE (condición negativa). La CE busca garantizar que exista un equilibrio entre los efectos positivos y negativos.

Este anexo describe estas condiciones y anticipa por qué, bajo ciertas condiciones, el CCfD es compatible con el marco europeo de ayudas del estado.

En la práctica, la CE sopesa el efecto incentivador frente a las posibles distorsiones del mercado y otros efectos negativos derivados de la implementación de la ayuda, teniendo en cuenta la relevancia de la medida en el contexto de los objetivos ambientales de la UE. El equilibrio entre estas diferentes consideraciones determina si la ayuda estatal es válida o no.

En general, la CE establece que *“siempre y cuando se cumplan todas las demás condiciones de compatibilidad, la Comisión generalmente considerará que el balance de las medidas de descarbonización es positivo (...) a la vista de su contribución a la mitigación del cambio climático”*.

La Tabla 2 resume los criterios de la CE y el encaje de los CCfD en este marco normativo. El resto de la sección ahonda en cada una de las condiciones y plantea en qué circunstancias el CCfD cumpliría con la legalidad europea en materia de ayudas del Estado.

Tabla 2 Criterios de la CE para evaluar ayudas del estado: condiciones positivas y negativas

Condición	Definición	¿Se cumplen en el CCfD?
Condiciones positivas		
Identificación de la actividad económica	La medida debe llevar aparejados efectos positivos para la sociedad, contribuir positivamente a la política de la UE en materia climática o energética o promover la sostenibilidad de la actividad económica de los beneficiarios de la ayuda.	Sí: el CCfD aborda fallos del mercado referentes a la descarbonización y, por tanto, a la protección del medio ambiente

Condición	Definición	¿Se cumplen en el CCfD?
Efecto incentivador	La medida debe incentivar el comportamiento de los agentes económicos beneficiarios para que su actividad sea más respetuosa con el medio ambiente. El efecto incentivador implica que la actividad no se llevaría a cabo en ausencia de la ayuda.	El objetivo del CCfD es fomentar una inversión o actividad inviable financieramente dada la incertidumbre y el nivel de precios del ETS. El diseño del CCfD debe asegurar que el monto de la cobertura sea igual al sobrecoste de abatimiento del carbono, de forma que la inversión sea atractiva.
Compatibilidad con el Derecho de la UE	La medida no puede vulnerar ninguna disposición normativa del Derecho Comunitario.	Dependerá de si el mecanismo contraviene los precios generales de la UE (no discriminación, libre circulación, entre otros)
Condiciones negativas		
Necesidad	Existen fallos del mercado que no pueden resolverse sin intervención, y las ayudas existentes a tal efecto son insuficientes.	Existe un fallo de mercado y el precio del ETS no es una señal suficiente para corregir dicho fallo y así alcanzar los objetivos de descarbonización.
Idoneidad	Este criterio no aplica a las ayudas de Estado orientadas a la descarbonización	N/A
Proporcionalidad	La medida debe limitarse al monto mínimo necesario para alcanzar el objetivo y, en el caso de ayudas para la reducción de emisiones de CO ₂ , otorgarse mediante un procedimiento competitivo.	Dependerá de la parametrización, la definición del contrafactual y el método de asignación del mecanismo.
Transparencia	La medida debe ser pública. En el caso de un CCfD, se requiere una consulta previa.	Depende de cómo se defina y publique el esquema. En cualquier caso, un CCfD deberá someterse a una consulta pública.

Condición	Definición	¿Se cumplen en el CCfD?
Admisibilidad ⁵³	La medida debe estar dirigida a tecnologías o sectores que contribuyan de manera significativa y eficiente a la descarbonización.	Dependerá de los criterios de elegibilidad (sectores y tecnologías).

Fuente: Frontier Economics, en vista de lo dispuesto en la Comunicación 2022/C 80/01 de la CE

B.1 Condiciones positivas

Identificación de la actividad económica

La Comisión evaluará la actividad económica apoyada por la medida con el fin de impulsar la transición ecológica y la sostenibilidad. También analizará los beneficios esperados de la ayuda en términos de protección ambiental, mitigación del cambio climático y un funcionamiento adecuado y eficiente del mercado energético europeo. En ese sentido, el Estado miembro debe demostrar que:

- la actividad apoyada genera beneficios positivos para la sociedad y está alineada con las políticas climáticas, medioambientales y energéticas de la UE; y
- la medida contribuye a aumentar la sostenibilidad de las actividades económicas a las que la ayuda está dirigida.

La CE establece que, en principio, “*todas las tecnologías que contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero son subvencionables*”. Por lo tanto, el mecanismo CCfD cumpliría con esta condición ya que su objetivo es fomentar la descarbonización de actividades económicas con grandes niveles de emisiones y dificultades para rentabilizar las inversiones en descarbonización, de modo que cumplan con el objetivo de neutralidad climática para 2050.

Efecto incentivador

Es necesario verificar que exista un previsible cambio en el comportamiento de los beneficiarios en línea con los objetivos ambientales del esquema. Este criterio exige demostrar que la ayuda modificará el comportamiento económico de los beneficiarios de manera que contribuyan de forma efectiva a los objetivos ambientales. En resumen:

- la medida debe fomentar un cambio significativo en el comportamiento económico del beneficiario hacia prácticas más sostenibles; y

⁵³ El criterio de elegibilidad es un criterio particular para las ayudas destinadas a la reducción y eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero y a la eficiencia energética.

- la CE analizará escenarios factuales y contrafactuales para demostrar este impacto.

Además, se establecen determinadas condiciones a la hora de evaluar el efecto incentivador:

- la ayuda no puede destinarse a proyectos económicamente viables sin la intervención estatal;
- no puede otorgarse a proyectos iniciados antes de solicitar la ayuda, salvo casos excepcionales donde la medida se haya anunciado previamente y esté basada en criterios objetivos; y.
- las ayudas no pueden cubrir riesgos comerciales inherentes a la propia actividad económica.

El CCfD está específicamente diseñado para fomentar o viabilizar inversiones que, de otro modo, no se realizarían. La incertidumbre acerca del ahorro en costes de CO₂ por dejar de emitir y los sobrecostes de descarbonizar no permiten que actualmente se acometan tales inversiones. El CCfD cierra esa brecha, al garantizar un precio fijo de los derechos de emisión y, por lo tanto, del ahorro por cesar las emisiones de GEI. Además, si la tecnología que ha resultado beneficiaria se vuelve financieramente ventajosa, el agente industrial podría tener que devolver parte de la ayuda al Estado.

Compatibilidad con el Derecho de la Unión

El mecanismo de cobertura no debe contravenir ninguna disposición del Derecho de la Unión Europea, incluidos los principios de libre circulación y no discriminación. Así, la CE establece que la ayuda no podrá estar *“supeditada a cláusulas que la condicionen directa o indirectamente al origen de los productos o equipos, como requisitos para que el beneficiario adquiera productos de producción nacional.”*

B.2 Condiciones negativas

Necesidad

En general, la Comisión exige pruebas de que existen fallos de mercado que no pueden resolverse sin intervención estatal. Estas ayudas deben abordar problemas específicos que el mercado no puede solucionar por sí solo.

Así mismo, el Estado miembro debe demostrar, respecto de la interacción con otras ayudas existentes, que:

- las medidas existentes son insuficientes; y
- cómo la nueva ayuda interactuará con mecanismos vigentes sin entrar en conflicto con éstos.

En el caso de las ayudas que reducen emisiones como los CCfDs, el Estado no necesita demostrar cada fallo de mercado, pero sí debe mostrar las medidas ya existentes para reducir emisiones y que el CCfD es compatible con éstas. Además, debe considerar el contrafactual y los costes de las distintas tecnologías. Un aspecto positivo del CCfD respecto a esta condición es que está vinculado al precio del ETS, de modo que la ayuda solo se otorga cuando es necesaria y cesa automáticamente cuando la inversión se viabiliza.

Idoneidad

Generalmente, el Estado miembro debe justificar por qué la ayuda estatal es la herramienta más adecuada. Sin embargo, en el caso de la reducción de emisiones de GEI, la CE presume que el apoyo estatal es apropiado, salvo que incumpla otros criterios.

Proporcionalidad

La medida debe proporcionar al beneficiario únicamente lo mínimo necesario para llevar a cabo el proyecto, y solo si existe un coste neto adicional en comparación con el escenario sin el proyecto⁵⁴.

- En el caso de ayudas para la reducción de emisiones de CO₂, el método de asignación debe ser una licitación competitiva.
- Si es difícil establecer la evolución futura de los costos y los ingresos, el Estado puede introducir modelos de compensación ex-ante y ex-post, que pueden adaptarse con el tiempo, manteniendo siempre como prioridad el incentivo para que los beneficiarios reduzcan costes.
- La ayuda también puede acumularse con otras ayudas, siempre que la suma total de las mismas no exceda el monto mínimo necesario para que el beneficiario lleve a cabo sus actividades.

Como regla general, el procedimiento competitivo debe dirigirse a todos los posibles beneficiarios. Sin embargo, la CE identifica dos casos en los que el procedimiento competitivo puede dirigirse a grupos específicos de beneficiarios:

- si un procedimiento inclusivo llevaría a resultados insatisfactorios, o
- si diferentes categorías de beneficiarios tienen costos distintos y, por lo tanto, es probable que presenten ofertas en niveles muy diferentes.

⁵⁴ El coste neto adicional se calcula como la diferencia entre los ingresos y los costes (incluidos los costes de inversión y operación) del proyecto subvencionado y los del proyecto de inversión alternativo que la empresa llevaría a cabo en ausencia de la ayuda, es decir, el escenario contrafactual (véase el párrafo 48 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022).

El Estado miembro también deberá considerar la posible sobrecompensación de las tecnologías más baratas durante el proceso de licitación (es decir, el riesgo de otorgar un nivel de ayuda superior al necesario para estas tecnologías).

Transparencia

La medida debe hacerse pública con detalles sobre su régimen y montos individuales si la ayuda es superior a 100.000 euros. Esta información debe estar disponible en un plazo de seis meses desde su concesión.

En el caso de los CCfD, se requiere una consulta pública para evaluar los efectos sobre la competencia y la proporcionalidad. La consulta pública puede ser nacional, siempre y cuando cumpla con los criterios y preocupaciones de la CE. Los elementos y la duración de la consulta dependerán del montante a desembolsar anualmente. Eso sí, en cualquier caso deberá tratar el criterio de admisibilidad, así como los recursos previstos en caso de desacuerdos acerca de los procedimientos de licitación. Pero, en función del presupuesto que se asigne al esquema CCfD, los elementos de la consulta pública en España variarán.

- Si la ayuda anual promedio $\geq$ 150 millones de euros.
 - Duración mínima de 6 semanas
 - Deberá consultarse:
 - Método y estimación de la subvención por tonelada de CO₂ equivalente evitada
 - Parámetros del procedimiento de asignación de la ayuda y de la concurrencia competencia entre beneficiarios
 - Hipótesis de cuantificación del efecto incentivador, necesidad y proporcionalidad
- Si la ayuda anual promedio < 150 millones de euros.
 - Duración: mínimo 4 semanas

Admisibilidad

Las Directrices señalan que, cuando la ayuda está dirigida únicamente a actividades específicas, el riesgo de distorsión de la competencia es mayor. Por ello, la CE exige que el Estado miembro justifique esta elección. Las justificaciones deben basarse en consideraciones objetivas, como la rentabilidad económica, o en evidencias recopiladas durante la consulta pública.

La Comisión considerará que las restricciones en la elegibilidad no aumentan indebidamente las distorsiones de la competencia si se cumple alguna de las siguientes circunstancias:

- El apoyo está dirigido específicamente a actividades que:
 - están relacionadas con energías renovables o eficiencia energética,
 - se refieren a proyectos de demostración, o

- abordan no solo la descarbonización, sino también la calidad del aire u otros tipos de contaminación.
- Las actividades elegibles tienen probabilidades de contribuir significativamente a la protección ambiental y a la descarbonización a largo plazo (como es el caso de los CCfD).
- La medida permitirá la diversificación necesaria para no agravar problemas relacionados con la estabilidad de la red.
- El enfoque selectivo podría reducir los costes de la protección ambiental e incluso limitar la distorsión de la competencia.
- El proyecto responde a una convocatoria de proyectos transfronterizos, con el objetivo de contribuir significativamente a los objetivos ambientales de la UE mediante una tecnología innovadora o proyectos piloto de uso de una tecnología innovadora en su sector.

La admisibilidad de la ayuda deberá revisarse regularmente para garantizar que siga siendo justificada ante nuevos desarrollos del mercado y de las tecnologías relevantes.



Frontier Economics Ltd es miembro de la red Frontier Economics, que consiste de dos empresas separadas, una basada en Europa (Frontier Economics Ltd) y otra en Australia (Frontier Economics Pty). Estas dos empresas tienen distinta propiedad y los compromisos legales de una no imponen ninguna obligación a la otra. Todas las opiniones expresadas en este documento son exclusivas de Frontier Economics Ltd.

Contratos por diferencias de Carbono

Una propuesta para España

Elaborado por:

frontier
economics

feiQue
Federación Empresarial de la
Industria Química Española

AECE
Asociación de Empresas
con Alto Consumo de Energía

