



Fundación e Instituto Torcuato Di Tella – International PtX Hub

Opciones Reales para la Descarbonización del Acero: El Caso del DRI con Hidrógeno Verde ante la Incertidumbre

Policy brief: Flexibilidad estratégica para la evaluación de las inversiones en el sector del acero

Noviembre 2024



Fomentado por:



Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima



Implementado por



en virtud de una decisión del Bundestag alemán



Desarrollado por Fundación Torcuato Di Tella

Autores:

Luciano Caratori

Editores:

Micaela Carlino

Hernan Carlino

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal Alemán de Economía y Acción Climática (BMWK) y financiado por la Iniciativa Internacional de Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI). Las actividades del PtX Hub en Argentina son implementadas por un consorcio conformado por GIZ, la Secretaría de Energía de Argentina, CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), Fundación Torcuato Di Tella, Agora Energiewende y DECHEMA e.V.



Índice de Contenidos

<u>OPCIONES REALES PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL ACERO: EL CASO DEL DRI CON HIDRÓGENO VERDE ANTE LA INCERTIDUMBRE.....</u>	<u>1</u>
<u>ACRÓNIMOS.....</u>	<u>4</u>
<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>5</u>
<u>1 INTRODUCCIÓN</u>	<u>8</u>
<u>2 CONTEXTO REGULATORIO: EU ETS Y CBAM</u>	<u>10</u>
<u>3 LAS RUTAS DE PRODUCCIÓN DEL ACERO.....</u>	<u>12</u>
<u>4 INCERTIDUMBRES ASOCIADAS CON LOS PRECIOS AL CARBONO, EL COSTO DE PRODUCCIÓN DEL H2V Y EL AUXILIO DE LA TEORÍA DE OPCIONES REALES</u>	<u>15</u>
<u>5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	<u>25</u>
<u>6 BIBLIOGRAFÍA.....</u>	<u>28</u>



Acrónimos

AIST	Asociación de Tecnología del Hierro y el Acero, por sus siglas en inglés
BOF	Horno-convertidor básico de oxígeno, por sus siglas en inglés
CAPEX	Gastos de capital, por sus siglas en inglés
CBAM	Mecanismo de ajuste de carbono en la frontera, por sus siglas en inglés
DRI	Reducción directa del mineral de hierro, por sus siglas en inglés
EAF	Horno de arco eléctrico, por sus siglas en inglés
EU-ETS	Sistema de Comercio de Derechos de Emisión de la UE, por sus siglas en inglés
GEI	Gases de efecto invernadero
H2V	Hidrógeno verde
NPV	Valor presente neto, por sus siglas en inglés
OPEX	Gastos operativos, por sus siglas en inglés
PtX	Power to X
PYMEs	Pequeñas y medianas empresas
ROI	Retorno de inversión, por sus siglas en inglés
ROT	Teoría de opciones reales, por sus siglas en inglés
UE	Unión Europea



Resumen ejecutivo

En un horizonte de alta incertidumbre sobre tecnologías, mercados, costos y regulaciones y demás riesgos de transición que afectan a diversas industrias en el contexto de la respuesta global frente al cambio climático, la flexibilidad en el diseño y ejecución de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados es clave para maximizar su potencial en un mercado global cambiante.

Los enfoques flexibles pueden ser aplicados al desarrollo de infraestructura, el financiamiento y la planificación estratégica, permitiendo a los proyectos adaptarse a condiciones dinámicas de precios, demanda y regulaciones, y priorizando desarrollos modulares y opciones tecnológicas versátiles que contribuyan a disminuir riesgos, optimizar inversiones y mantener la competitividad en sectores clave.

La industria del acero, como otros sectores de difícil descarbonización (HAS por *hard-to-abate sectors*) enfrenta transformaciones profundas impulsadas por la presión regulatoria, la volatilidad de los precios de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las geografías que han determinado mecanismos de fijación de precios al carbono y la inminente entrada en vigor del Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM, por sus siglas en inglés) de la Unión Europea (UE) en su etapa post-transición (2026 en adelante).

Bajo el sistema de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (EU-ETS, por sus siglas en inglés) se ha incrementado el costo de generar emisiones de GEI, si bien con una volatilidad creciente en sus precios. En ese marco, el CBAM busca equilibrar las condiciones de competencia entre productores internos y externos, introduciendo un precio al carbono a pagar por las importaciones que corresponden a ciertas posiciones arancelarias. Esta política, que procura reducir las emisiones globales y evitar tanto la fuga de carbono¹ como la pérdida de nuevas inversiones en los sectores regulados, genera a su vez un contexto incierto para la planificación de inversiones en las industrias afectadas.

¹ La fuga de carbono se produce cuando empresas con sede en un país trasladan la producción intensiva en carbono al extranjero, a países donde se aplican políticas climáticas menos estrictas, o cuando los productos de un país son sustituidos por importaciones más intensivas en carbono.



En este entorno, la evaluación de inversiones en la industria del acero requiere comparar, entre otros aspectos, las distintas rutas de producción —desde la clásica del alto horno-convertidor básico de oxígeno (BOF, por sus siglas en inglés) hasta la reducción directa del mineral de hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con metano o con hidrógeno verde— teniendo en cuenta su impacto en las emisiones, costos y en la magnitud de las inversiones.

La transición hacia rutas de producción de acero con menor huella de carbono como la DRI, y, en particular, la que se desenvuelve a partir de la utilización de hidrógeno verde (H2V), depende críticamente de la disponibilidad y el costo futuro de dicho insumo.

El precio del H2V no solo responde al costo de la energía renovable y a su factor de capacidad, sino también al de los electrolizadores, así como de sus características (vida útil, eficiencia, costo del financiamiento), el almacenamiento, el transporte y la escala productiva, añadiendo una dimensión adicional de incertidumbre a las inversiones que pueden evaluarse.

La teoría de opciones reales ofrece un enfoque para procesar estas incertidumbres, valorando la flexibilidad estratégica de las inversiones. Considerar, por ejemplo, el cambio desde DRI basado en metano hacia DRI con H2V como una opción que se activa solo en condiciones favorables de precios del carbono, del hidrógeno y del entorno regulatorio, permite a las empresas atenuar riesgos y maximizar oportunidades.

Esta nota sintetiza las dimensiones regulatorias, tecnológicas, económicas y estratégicas que podrían integrarse a este marco de análisis y propone la utilización de esta herramienta para la evaluación de inversiones en la descarbonización del sector siderúrgico.

Entre las principales conclusiones y recomendaciones se destacan:

- La Teoría de Opciones Reales (TOR) aporta valor al facilitar decisiones graduales y alternativas de inversión, minimizando riesgos en un contexto en el que los precios futuros del carbono y el precio del H₂V son inciertos.
- El CBAM incrementará costos para productores siderúrgicos que exporten a la UE, con efectos potenciales en la competitividad de países sin mecanismos de fijación de precios al carbono.



- Las inversiones escalonadas y la preparación “H₂-ready” permitirían a las plantas DRI basadas en metano reconvertirse al hidrógeno verde en el futuro, reduciendo la exposición a la volatilidad de los precios.
- Argentina aún no exporta acero a la UE en volúmenes significativos, pero la industria podría considerar estos escenarios si las exportaciones aumentan o si se implementa un mecanismo local de precios al carbono.
- El análisis resulta también de utilidad para los países que aun no exportan a la UE o que tienen volúmenes de exportación incipiente debido al potencial de capturar porciones del mercado en el contexto mencionado.



1 Introducción

La necesidad de reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) ejerce una intensa presión sobre diversas industrias a escala mundial, y en particular sobre aquellas consideradas “de difícil descarbonización”, como el sector siderúrgico.

Este documento pone el acento en cómo la teoría de opciones reales (TOR) puede aplicarse a inversiones en la industria del acero para introducir flexibilidad en la toma de decisiones a fin de gestionar riesgos asociados a la volatilidad de precios del carbono y la adopción del hidrógeno verde y valorar correctamente dicha flexibilidad.

El público objetivo incluye actores de la industria siderúrgica, inversores, tomadores de decisiones en el sector público y entidades financieras que busquen métodos de evaluación más flexibles que los tradicionales. Se presenta oportunamente el CBAM como un ejemplo de cómo los mecanismos de fijación de precios al carbono introducen una dimensión adicional de incertidumbre, dando utilidad práctica de la TOR.

La producción de acero—hoy dominada por procesos altamente intensivos en emisiones de GEI— está inmersa en un entorno de rápidas transformaciones, marcado por regulaciones ambientales cada vez más estrictas, mecanismos emergentes de fijación de precios al carbono, y cambios en las preferencias de los inversores y de sus clientes.

En el contexto del incremento de la ambición de los países en el marco del Acuerdo de París y otros compromisos climáticos internacionales, la industria siderúrgica enfrenta decisiones estratégicas cruciales vinculadas a los senderos de la adopción tecnológica, el desarrollo de infraestructura y la planificación de inversiones a largo plazo, que podrían afectar su competitividad (Caratori, 2024).

En este entorno, se destacan dos factores clave. En primer lugar, el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU-ETS, por sus siglas en inglés) continúa afinando y ampliando su enfoque de fijación de precios del carbono, generando una creciente volatilidad en los costos para las industrias intensivas en emisiones de GEI. En segundo lugar, el Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM, por sus siglas en inglés) también de la UE, introduce un precio al carbono para ciertas importaciones de la UE, incluido el acero, con el



objetivo de prevenir la fuga de carbono y asegurar que los productos importados asuman un costo por emitir que sea convergente con el de aquellos producidos dentro del bloque comunitario (Carlino 2022). Estas políticas y regulaciones, en conjunto, generan un contexto de incertidumbre regulatoria en las fases de implementación y generan una potencial propagación a los precios, provocando cierta volatilidad y dificultando la planificación de inversiones y la gestión del riesgo en el sector siderúrgico.

Así, la irrupción del H₂V y de sus derivados como insumo alternativo de bajas emisiones para la industria siderúrgica se presenta como una oportunidad, pero también conlleva desafíos e incertezas propias de un mercado que se encuentra en sus estadios iniciales de maduración.

Por un lado, el potencial del H₂V para reducir significativamente las emisiones directas de la industria del acero—particularmente en los procesos de Reducción Directa del Mineral de Hierro (DRI, por sus siglas en inglés)— ofrece una vía prometedora de descarbonización; no obstante, la incertidumbre sobre su disponibilidad, costo, la disponibilidad de infraestructura necesaria y el estado de madurez tecnológica complejiza el proceso de toma de decisiones de inversión aguas abajo de dicha industria. En conjunción con la volatilidad de los mercados y unos marcos regulatorios en evolución, que aún mantienen una cantidad importante de grados de libertad, las incertidumbres tecnológicas incrementan la complejidad de la toma de decisiones para el inversor.

Este conjunto de factores sugiere la adopción de enfoques que integren la flexibilidad y la capacidad de adaptación en las decisiones de inversión a largo plazo. La aplicación de la teoría de opciones reales puede contribuir a fortalecer este proceso de toma de decisiones, al permitir la valoración y eventual adopción de opciones estratégicas—como posponer inversiones, escalonar proyectos de forma incremental o cambiar entre distintos senderos tecnológicos—a medida que el contexto regulatorio y económico evoluciona progresivamente.

Al concebir la transición hacia unas trayectorias siderúrgicas con menor huella de carbono como estrategias ajustables, en lugar de aplicar planes más rígidos, las empresas pueden navegar con mayor eficacia ante la volatilidad del precio del carbono, la incertidumbre en los costos del hidrógeno y las cambiantes exigencias regulatorias.



Este documento analiza la interacción entre las políticas y regulaciones, como el EU-ETS y el CBAM, con las vías emergentes de producción de acero de bajas emisiones, con foco en el uso de H2V, presentando la teoría de opciones reales como una herramienta clave para la toma de decisiones informadas.

Asimismo, sintetiza los principales factores regulatorios, tecnológicos, económicos y estratégicos involucrados, destacando la importancia de aplicar métodos de evaluación flexibles y orientados hacia el futuro para guiar la transición de la industria siderúrgica hacia un horizonte de menor intensidad en emisiones de GEI, a la vez que de mayor competitividad.

2 Contexto Regulatorio: EU ETS y CBAM

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE, creado en 2005, es el primer régimen internacional de comercio de derechos de emisión puesto en vigor en el mundo y se encuentra actualmente en su cuarto período, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2030. Dicho régimen fija un precio a las emisiones de GEI, pero el valor de dichos derechos ha mostrado cierta volatilidad, dificultando la previsión de costos a futuro (European Parliament, s.f.).

Por su parte, el Mecanismo de Ajuste al Carbono en la Frontera (CBAM), recientemente aprobado por la UE, grava un conjunto de posiciones arancelarias correspondientes a bienes importados por la UE, incluyendo el acero, cemento, aluminio, fertilizantes, hidrógeno y energía eléctrica, entre otros (European Union, 2023).

Este mecanismo equipara los costos del carbono de los productos importados con los de la UE bajo la EU ETS, reduciendo la ventaja competitiva de productores que operan en geografías con menores estándares ambientales y evitando la denominada fuga de carbono, mediante la cual las compañías podrían considerar migrar hacia las jurisdicciones que aplican regulaciones menos exigentes o directamente no las tienen, con los consecuentes impactos económicos negativos para aquellas regiones con mayores exigencias de mitigación.

La implementación escalonada del CBAM tiende a incrementar la incertidumbre y puede afectar el costo final del acero importado, lo cual a su vez aumenta la complejidad del análisis de inversiones en nuevas tecnologías.



Fases de implementación del CBAM:

- 2023-2025 (Fase de reporte): Las importaciones sujetas al CBAM deben registrar sus emisiones, pero no pagan ajuste.
- 2026 en adelante: Se inicia el cobro los gravámenes, mientras que el sistema EU-ETS irá reduciendo gradualmente la asignación gratuita de permisos hasta 2034.

Ante este escenario, las empresas productoras de acero operan en un entorno altamente volátil, donde las señales de precio del carbono y la regulación tienen efecto sobre sus decisiones estratégicas, concatenándose con las incertidumbres propias del sector que existen aún en la ausencia de estos mecanismos.

Cabe destacar que Argentina no exporta actualmente acero a la UE en volúmenes significativos, por lo que el impacto directo del CBAM sobre la producción siderúrgica argentina es limitado en el corto plazo. Sin embargo, este mecanismo sí afectará a exportadores de países actualmente exportadores. Asimismo, a mediano y largo plazo, cualquier productor que busque ingresar al mercado de la UE deberá evaluar cómo asumir (o evitar) el costo del carbono impuesto por el CBAM, por lo que resulta fundamental contemplar esta opción a nivel de diseño de inversiones, tanto con el objetivo de mitigar amenazas como de aprovechar oportunidades.



3 Las rutas de producción del acero

Existen actualmente diferentes procesos para la producción de acero con diferentes niveles de utilización a nivel global, así como con distintas emisiones de GEI asociadas a cada uno de ellos.

La vía del alto horno-convertidor básico de oxígeno (BOF, por sus siglas en inglés), que es altamente intensiva en emisiones de GEI, predomina actualmente en la producción mundial de acero (alrededor del 70% según World Steel Association, 2022). Esta vía, que actualmente es la opción más extendida de producción, genera elevadas emisiones de GEI, y por lo tanto su competitividad futura podría verse eventualmente afectada por incrementos en el precio del carbono y por la expansión de mecanismos de fijación de precios a nuevas jurisdicciones.

Por su parte, la ruta de horno de arco eléctrico (EAF, por sus siglas en inglés) representa aproximadamente entre el 25% y el 30% de la producción mundial, con una intensidad de emisiones notablemente menor que la del BOF, pero limitada por la disponibilidad de chatarra.

Por último, la Reducción Directa del Mineral de Hierro (DRI), que consiste en reducir directamente el mineral de hierro hasta producir hierro metálico sólido, sin pasar por un alto horno; el hierro metálico sólido, que luego se funde en un horno de arco de hierro, representa solo entre el 5% y el 7% de la producción global (World Steel Association, 2022). Esta ruta depende mayoritariamente del metano (principalmente obtenido del gas natural) como agente reductor, pero presenta flexibilidad para la utilización de H₂V en su reemplazo. No obstante, esta opción alcanza actualmente una muy baja escala de penetración y resulta aún marginal (con una utilización inferior al 1% y en fase piloto).

La siguiente tabla sintetiza las emisiones de CO₂ aproximadas para cada una de las vías de producción.



Tabla 1: Emisiones de CO₂ por tecnología de producción de acero

Método de Producción	Descripción	Rango de Intensidad de Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ por t Acero)	Fuentes
Alto Horno de Oxígeno Básico (BF-BOF)	El mineral de hierro se reduce utilizando coque en un alto horno para producir hierro fundido, que luego se refina en acero en un horno de oxígeno básico.	2.2 – 2.3	Asociación de Tecnología del Hierro y el Acero (AIST, 2024)
Hierro de Reducción Directa–Horno de Arco Eléctrico (DRI-EAF) Usando Gas Natural	El gas natural reduce el mineral de hierro a hierro de reducción directa (DRI), que luego se funde en un horno de arco eléctrico.	1.4 – 1.5	Asociación de Tecnología del Hierro y el Acero (AIST, 2024)
Horno de Arco Eléctrico (EAF) Usando Chatarra	La chatarra de acero reciclada se funde utilizando arcos eléctricos.	0.3 – 0.7	Asociación de Tecnología del Hierro y el Acero (AIST, 2024)
DRI-EAF Usando Hidrógeno Verde	El hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables reduce el mineral de hierro a DRI, que luego se funde en un horno de arco eléctrico.	0.1 – 0.3	Midrex Technologies, Inc. (2020)

Esta última opción (DRI con hidrógeno verde) podría ofrecer una vía de descarbonización para el sector reduciendo drásticamente sus emisiones directas. Sin embargo, su viabilidad económica responderá, entre otros factores, al precio del H₂V y a los precios fijados a las emisiones de GEI, mientras que su viabilidad técnica podría verse afectada por la escasez de un suministro abundante de energía



Flexibilidad estratégica

renovable, infraestructura de almacenamiento y transporte de hidrógeno, y en particular de compradores (*off-takers*) dispuestos a pagar por el costo incremental.

Para una planta DRI-EAF base con una capacidad de producción de aproximadamente 1 Mt/año, el costo se sitúa entre 600 y 1.000 millones de USD², independientemente del gas reductor utilizado. La infraestructura para la provisión de gas natural es relativamente simple, ya que aprovecha gasoductos existentes, con una inversión adicional moderada y el costo del metano mayormente computado como gastos operativos (OPEX).

Por su parte, la infraestructura para la provisión y utilización del H₂V puede duplicar o triplicar la inversión total inicial, debido a la necesidad de electrolizadores, fuentes renovables dedicadas, almacenamiento y transporte. Este incremento en el CAPEX se justifica por la promesa de reducir las emisiones a niveles muy bajos, y como consecuencia por la potencial disminución de la exposición del producto a la volatilidad del precio del carbono.

² Sobre la base de estimaciones de Midrex (2020) y proyecciones internas de la AIST, contemplando costos de equipos, gasoductos y conexiones a la red eléctrica para un tren de 1 Mt/año de capacidad.



4 Incertidumbres asociadas con los precios al carbono, el costo de producción del H2V y el auxilio de la Teoría de Opciones Reales

Como fuera mencionado, la aplicación del CBAM introduce incertidumbres en las condiciones comerciales para los potenciales exportadores a la UE, transmitiendo los precios al carbono fijados mediante el EU ETS, mientras que el precio del carbono y el del H2V se mantienen relativamente volátiles. Ante este panorama, la teoría de opciones reales (ROT, por sus siglas en inglés) puede resultar útil para valorar la flexibilidad de las decisiones de inversión en estas condiciones singulares.

A modo de referencia, entre 2022 y 2024 el precio del carbono en el EU-ETS ha oscilado entre 30 y 100 EUR/tCO₂ (ICE EUA Futures, 2022-2024). Tal rango volatilidad refuerza la necesidad de una estrategia de inversión flexible.

La ROT es una metodología derivada de las opciones financieras, que permite valorar la flexibilidad estratégica en proyectos de inversión bajo incertidumbre (Dapena, 2001). A diferencia de los métodos tradicionales como el flujo de fondos descontados, que asumen decisiones de inversión rígidas, las opciones reales incorporan la capacidad de adaptación de las compañías frente a cambios en las condiciones de mercado, políticas o tecnológicas. Esta flexibilidad se manifiesta en decisiones clave como posponer inversiones, expandir proyectos en escenarios favorables, o abandonar iniciativas en situaciones adversas (Dapena, 2001). Así, el enfoque no solo evalúa el valor actual de los flujos de caja esperados, sino también considera el valor adicional que otorga la posibilidad de modificar decisiones estratégicas en el futuro.

Entre las principales categorías de opciones reales se encuentran las opciones:

- de espera, que valoran el derecho de retrasar una inversión hasta que se reduzca la incertidumbre;
- las opciones de crecimiento o escala, que permiten expandir la inversión en función de los resultados iniciales; y,
- las opciones de abandono, que otorgan la posibilidad de detener un proyecto para limitar pérdidas.

Este abordaje metodológico es particularmente útil en contextos de alta volatilidad, como el que enfrentan hoy las industrias sometidas a precios variables del carbono



Flexibilidad estratégica

o a la evolución de las tecnologías emergentes como el H2V, donde las decisiones estratégicas pueden ser optimizadas mediante simulaciones de escenarios futuros y la valoración de derechos asociados a los activos.

Por ejemplo, al Valor Presente Neto (NPV, por sus siglas en inglés) de una inversión, que se calcula descontando los flujos de caja futuros a una tasa (r) y restando la inversión inicial (I_0). Cuando se suma el valor de la flexibilidad (opciones reales), se obtiene un valor total que refleja la ventaja de no comprometerse de inmediato, sino de contemplar la opción (no la obligación) de adoptar decisiones sobre tiempos, escalas o alternativas de producción en el futuro, bajo diferentes condiciones.

Bajo este marco de análisis una compañía puede considerar, entre otras opciones, invertir inicialmente en DRI con metano (menores costos y riesgo) y mantener así la “opción real” de migrar a H2V más adelante, cuando las condiciones regulatorias y tecnológicas, o los precios y costos sean más favorables. En este contexto, cabe destacar que una nueva planta DRI-EAF que utilice metano puede ser “H2-ready”, lo que implica que el cambio futuro de CH_4 a H_2 es técnicamente factible sin mayores complicaciones ni grandes requerimientos de CAPEX adicional.

En su esencia, la teoría de opciones reales traslada herramientas financieras al análisis de proyectos bajo incertidumbre, permitiendo, por ejemplo:

- Posponer inversiones hasta contar con mayor claridad sobre los niveles de precios del carbono, CBAM, o las políticas de apoyo al H2V y su consecuente mejora de costos.
- Diseñar plantas DRI con capacidad de adaptarse a H2V en el futuro, preservando la opción clave de cambiar de un reductor fósil (metano) a uno renovable, en la medida en que mejoren los precios y se incremente la claridad en el entorno regulatorio, es decir, adaptar la tecnología (planta DRI diseñada para facilitar el cambio a hidrógeno) sin obligarse a hacerlo de inmediato.
- Reducir el riesgo de inversiones prematuras en H2V que podrían no ser rentables si, por ejemplo, los precios del carbono y el hidrógeno no evolucionan tal como se anticipa actualmente.

Así, este conjunto de herramientas para implementar la ROT permite simular escenarios futuros, evaluar la volatilidad en el precio del carbono, considerar la aplicación del CBAM y cuantificar el valor de postergar o adaptar la inversión. Al



Flexibilidad estratégica

incorporar también la incertidumbre sobre los precios del hidrógeno, descompuesta en los diferentes factores como electrolizadores, energía renovable, infraestructura y escala, se otorga al análisis una mayor granularidad.

En esta línea, un insumo crítico es la modelación estocástica del precio del carbono y del hidrógeno que permite simular diversos escenarios de precios futuros, considerando diversas condiciones que hagan posible obtener el valor esperado descontado de cada opción. Por ejemplo, la opción de cambio de metano a hidrógeno se valora como el máximo entre el valor del proyecto con hidrógeno, menos el costo de conversión y cero (no ejercer la opción).

Existe en la bibliografía especializada un conjunto de análisis cada vez más amplio de este tipo de inversiones bajo la óptica de la ROT aplicada a activos estratégicos, o incorporando elementos que podrían modelarse mediante dicha teoría.

A continuación, se destacan algunos estudios realizados para el sector de acero y de H₂V, incluyendo diversos los factores de incertidumbre.

En el caso del acero, Muharam (2011) resalta la importancia de las opciones reales en la mitigación de riesgos y en la mejora de la asignación de capital para pequeñas y medianas empresas (PYMEs) del sector siderúrgico, especialmente en períodos de incertidumbre de mercado. Sipilä (2022), por su parte, utiliza el enfoque Datar-Mathews para demostrar los beneficios económicos de las inversiones escalonadas en tecnologías de electrólisis para la producción de acero, que es producido mediante DRI sobre la base de hidrógeno, logrando reducciones de emisiones de CO₂ de hasta un 97% bajo condiciones favorables.

En el mismo sentido, Pye et al. (2022) y Gajdzik et al. (2023) exploran la dinámica regional de las tecnologías DRI basadas en hidrógeno, observando un potencial significativo para la reducción global de emisiones mediante adopción regional temprana. En un estudio complementario, Xu et al. (2024) aplican opciones reales para evaluar inversiones en la producción de acero con hidrógeno, enfocándose en la sincronización del mercado y las incertidumbres operativas.

En relación con la integración del hidrógeno a otros sistemas, Boldrini et al. (2024) y Franco et al. (2023) enfatizan la importancia de la flexibilidad operativa de los sistemas integrados con hidrógeno, destacando su potencial para la reducción de costos y el valor estratégico en el logro de objetivos de sostenibilidad, así como la relevancia de las estrategias de respuesta a la demanda, demostrando que la



Flexibilidad estratégica

aplicación de los marcos de opciones reales podrían generar reducciones de costos de hasta el 35%, al optimizar la operación de electrólisis durante períodos de precios bajos de la electricidad.

Por su parte, aguas arriba del abastecimiento de hidrógeno a la industria del acero, Ovalle et al. (2023) utilizan un enfoque de opciones reales compuestas para evaluar la producción de hidrógeno bajo escenarios de impuestos al carbono, destacando un incremento del 70% en el valor presente neto (NPV) de los proyectos cuando se incluye la flexibilidad en las inversiones, mientras que Franco et al. (2024) amplían este análisis al explorar la integración del hidrógeno en sistemas Power-to-X, destacando su papel en la producción de combustibles sintéticos y en la descarbonización de sectores con alta intensidad energética.

Hofmann et al. (2022) analizan el uso de opciones reales para la integración del hidrógeno en sistemas energéticos industriales, enfocando su análisis en la necesidad de medidas políticas adaptativas. Estos hallazgos se alinean con los de Kinnunen (2023), quien evalúa las reacciones del mercado a las inversiones en hidrógeno en Europa, proponiendo la adopción de marcos regulatorios flexibles.

Neuwirth et al. (2022), a su vez, complementan dicho análisis restringiéndolo geográficamente al papel del hidrógeno en la transición energética de Alemania, particularmente en industrias de alta intensidad energética.

Por su parte, tanto Parra et al. (2019) como Wan et al. (2024) examinan el papel del hidrógeno en las rutas PtX, particularmente para la conversión de excedentes de energía eléctrica renovable en derivados del hidrógeno verde, como amoníaco y combustibles sintéticos. Nuutila (2024), en tanto, propone una hoja de ruta para integrar el hidrógeno y las tecnologías PtX en los sistemas energéticos, con énfasis en su adaptabilidad a condiciones de mercado variables y disponibilidad heterogénea de fuentes de generación a partir de energía renovable.

Respecto de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, la disponibilidad de análisis de este tipo es vasta, destacándose aquí como útiles para esta exploración los trabajos de Li et al. (2018) y Ko et al. (2021), que aplican opciones reales a proyectos de energía renovable, destacando la importancia del impacto de la volatilidad del precio del carbono en el momento óptimo de inversión.



La siguiente tabla sintetiza las incertidumbres tecnológicas, de mercado, políticas y regulatorias, económicas y de circunstancias regionales identificadas en los estudios citados sobre opciones reales.

Tabla 2: Incertidumbres identificadas en los artículos relevados

Artículo	Tipo de incertidumbre				
	Tecnológica	Mercado	Política y regulatoria	Económica	Regional
Muharam (2011)	Variabilidad en costos de producción	Fluctuaciones en la demanda de acero y precios de materiales	Regulaciones ambientales para PYMEs	Variabilidad en costos de producción	
Sipilä (2022)	Viabilidad de electrólisis (alcalina vs. PEM)	Volatilidad en los precios de la electricidad	Mecanismos de fijación de precios del carbono	Costos de capital para tecnologías de hidrógeno	
Pye et al. (2022)	Adopción de DRI a base de hidrógeno		Políticas locales para DRI de hidrógeno	Retorno de inversión (ROI) para la siderurgia con hidrógeno/ costos iniciales en la producción siderúrgica con hidrógeno	Preparación regional para la siderurgia con hidrógeno
Gajdzik et al. (2023)	Adopción de DRI a base de hidrógeno	Preparación del mercado del acero para la descarbonización	Metas nacionales de descarbonización	Viabilidad financiera de la adopción de hidrógeno	Restricciones industriales en la descarbonización regional
Ovalle et al. (2023)	Eficiencia de tecnologías de producción de hidrógeno	Volatilidad en el precio y la demanda de hidrógeno	Escenarios de impuestos al carbono	Momento de inversión y NPV para hidrógeno	
Franco et al. (2024)	Escalamiento de la integración	Fluctuaciones en el precio de la energía renovable	Apoyo a los sistemas PtX	Viabilidad de proyectos para	



Artículo	Tipo de incertidumbre				
	Tecnológica	Mercado	Política y regulatoria	Económica	Regional
	de hidrógeno renovable			aplicaciones PtX	
Parra et al. (2019)	Eficiencia en la producción de combustibles sintéticos	Aceptación de mercado de combustibles sintéticos	Marcos a largo plazo para la adopción de hidrógeno	Altos costos iniciales de combustibles sintéticos	
Nuutila (2024)	Escalamiento de hidrógeno y PtX para las industrias	Impacto de la disponibilidad de renovables en la producción	Apoyo normativo para la expansión de hidrógeno-PtX	Costos de capital para plantas de hidrógeno a gran escala	
Li et al. (2018)		Impacto del precio del carbono en las inversiones renovables	Regulaciones del comercio de emisiones	Retorno de inversión (ROI) bajo precios de carbono fluctuantes	
Ko et al. (2021)		Viabilidad económica bajo impuestos al carbono	Momento de la fijación de precios del carbono	Equilibrar el crecimiento económico y los costos ambientales	
Hofmann et al. (2022)	Integración del hidrógeno en sistemas industriales	Demanda de hidrógeno en distintos sectores	Políticas para el uso industrial del hidrógeno	Costos de integrar sistemas de hidrógeno	
Kinnunen (2023)		Reacciones de inversores en hidrógeno	Mecanismos europeos de subsidio al hidrógeno	Rentabilidad de la inversión en hidrógeno	Variabilidad en los subsidios regionales al hidrógeno
Lankoski (2024)	Desafíos de integración de hidrógeno y PtX	Diferencias en la preparación de la infraestructura renovable	Alineación de políticas regionales	Factibilidad de las operaciones de plantas PtX	Infraestructura de energía renovable diferente entre regiones



Artículo	Tipo de incertidumbre				
	Tecnológica	Mercado	Política y regulatoria	Económica	Regional
Wan et al. (2024)	Eficiencia en la conversión de energía en PtX	Fluctuaciones en costos operativos de hubs PtX	Apoyo a los hubs PtX	Variabilidad en costos de hubs PtX	

Fuente: Elaboración propia

Como respuesta a las incertidumbres examinadas, los distintos autores evaluaron la consideración de diferentes opciones reales. La siguiente tabla sintetiza dichas opciones categorizadas en:

- **Momento de la inversión:** Evaluación del momento óptimo para adoptar nuevas tecnologías o iniciar inversiones.
- **Inversiones escalonadas:** Inversiones progresivas, especialmente aquellas vinculadas con sistemas de hidrógeno y PtX.
- **Abandono/Cambio:** La flexibilidad para abandonar tecnologías existentes o cambiar entre alternativas, que es el análisis de mayor interés en el contexto de este trabajo.
- **Expansión:** La ampliación de la infraestructura o la capacidad de producción según la demanda y la factibilidad.
- **Flexibilidad operativa:** El ajuste de las operaciones en función de las fluctuaciones del mercado o de la disponibilidad de energía.



Tabla 3: Opciones reales identificadas a partir de los artículos relevados

Artículo	Momento de la inversión	Inversiones escalonadas	Abandono/Cambio	Expansión	Flexibilidad operativa
Muharam (2011)	Momento óptimo para la asignación de capital	Asignación de recursos por etapas bajo incertidumbre de mercado	Cambio entre tipos de productos		Ajuste de la capacidad de producción
Sipilä (2022)	Momento óptimo para la adopción de electrólisis	Inversiones en electrólisis por etapas	Cambio entre tecnologías de electrólisis	Expansión de la capacidad para la producción de acero DRI-H2	Ajuste de operaciones según precios de la electricidad
Pye et al. (2022)	Momento para la adopción de DRI-H2	-	Abandono de tecnologías siderúrgicas heredadas	Expansión de la capacidad DRI-H2	Ajuste del ritmo de adopción según cambios en políticas
Gajdzik et al. (2023)	-	-	Cambio entre escenarios regionales de descarbonización	Expansión de la producción de hidrógeno	Ajuste a las variaciones políticas locales
Ovalle et al. (2023)	Momento de inversión en plantas de hidrógeno	Proyectos de producción de hidrógeno escalonados	Cambio entre hidrógeno renovable y no renovable	Escalamiento de la capacidad de producción	Uso de excedentes de energía renovable en la producción
Franco et al. (2024)	Momento de adopción de tecnologías PtX	Integración escalonada de hidrógeno renovable	Cambio a rutas de combustible alternativas	Expansión de la capacidad del sistema PtX	Ajuste de insumos energéticos para las operaciones PtX
Parra et al. (2019)	Momento óptimo de adopción	Escalamiento por etapas de sistemas de	Cambio entre usos del hidrógeno (energía vs. combustible)	Escalamiento de la producción de	Operación según la disponibilidad



Flexibilidad estratégica

Artículo	Momento de la inversión	Inversiones escalonadas	Abandono/Cambio	Expansión	Flexibilidad operativa
	del hidrógeno	almacenamiento de hidrógeno		combustibles sintéticos	variable de renovables
Nuuttila (2024)	Momento para el despliegue a gran escala de PtX	Inversiones escalonadas en hidrógeno y PtX	Cambio entre la producción de hidrógeno y amoníaco	Escalamiento de hubs regionales de hidrógeno	Ajustes flexibles en función de insumos renovables
Li et al. (2018)	Momento de las inversiones en energías renovables	Implementación por etapas de proyectos renovables	Abandono de proyectos no renovables	Expansión de la infraestructura renovable	Ajuste ante fluctuaciones en el precio del mercado de carbono
Ko et al. (2021)	Momento de las inversiones en energía limpia	-	Cambio a opciones energéticas más sostenibles	Expansión de proyectos de energía limpia	Ajuste de estrategias de impuestos al carbono
Hofmann et al. (2022)	Momento de la integración del hidrógeno en la industria	-	Cambio de sistemas energéticos industriales hacia el hidrógeno	Expansión del uso industrial del hidrógeno	Ajuste de la producción de hidrógeno según la demanda
Kinnunen (2023)	Momento de entrada al mercado del hidrógeno	Inversiones escalonadas en proyectos de hidrógeno	Cambio en las prioridades de inversión	Expansión de la presencia en el mercado	Ajuste de la producción según la reacción de inversores
Lankoski (2024)	Momento para la integración renovable e hidrógeno	Escalamiento por etapas de plantas PtX	Cambio de tecnologías de producción	Escalamiento de la infraestructura de energía renovable	Ajuste de procesos de conversión de energía



Flexibilidad estratégica

Artículo	Momento de la inversión	Inversiones escalonadas	Abandono/Cambio	Expansión	Flexibilidad operativa
Wan et al. (2024)	Momento para el despliegue operativo de hubs PtX	Despliegue escalonado de hubs PtX	Cambio en las prioridades de uso energético	Expansión de la capacidad operativa PtX	Operaciones flexibles de conversión energética

Fuente: *Elaboración propia*



5 Conclusiones y recomendaciones

La descarbonización de la industria del acero, con énfasis en la perspectiva de los países exportadores (actuales y potenciales), exige navegar un entorno complejo, caracterizado por la incertidumbre en el precio del carbono, el avance en la implementación del CBAM y la evolución de los costos y volúmenes disponibles de hidrógeno verde como opción de descarbonización, incluyendo los factores que lo determinan aguas arriba, como el costo, eficiencia y vida útil de los electrolizadores, de la energía renovable, de la infraestructura de almacenamiento y el transporte.

Entre otras incertidumbres críticas en la transición hacia el uso del hidrógeno y las tecnologías relacionadas en sectores industriales, se destacan en el ámbito tecnológico la eficiencia y escalabilidad de la producción de hidrógeno, las tecnologías de electrólisis y los desafíos en la integración del hidrógeno en sistemas industriales. También debe tenerse en cuenta el aumento de la capacidad instalada para la producción de electrolizadores a escala global y la reducción de costos que esta evolución podría provocar.

A nivel de mercado, se resalta la incertidumbre sobre la demanda de acero bajo en carbono, el precio del hidrógeno y la energía renovable, así como la aceptación de nuevos productos como combustibles sintéticos, que representan barreras significativas.

Por su parte, en el ámbito político y regulatorio, los marcos para la fijación de precios del carbono, el apoyo normativo a tecnologías PtX y las políticas locales de descarbonización actúan como factores determinantes.

La introducción de políticas de promoción del desarrollo industrial nacional y el fortalecimiento de mecanismos tarifarios vigorosos para la protección de los mercados nacionales pueden, asimismo, contribuir a producir disrupciones en los mercados internacionales de bienes y en cadenas de valor claves, aumentando la incerteza sobre la evolución esperada de la economía global, como de los flujos de comercio internacional en condiciones de competencia exacerbada.

En la dimensión económica, en tanto, los altos costos iniciales de las nuevas tecnologías y los costos de capital para nuevas plantas son temas recurrentes de análisis. Finalmente, las disparidades regionales en infraestructura, las restricciones industriales, y el grado de preparación del mercado resultan aspectos clave a considerar.



Flexibilidad estratégica

En este contexto, la teoría de opciones reales brinda un marco valioso para adoptar decisiones flexibles, minimizando riesgos de inversiones prematuras y maximizando el valor de las inversiones en la medida en la que la tecnología, los mercados y las políticas se desenvuelven en el tiempo por lo que es posible reducir la incertidumbre.

Entre las opciones reales identificadas como insumos para este rango de análisis se incluyen aquellas vinculadas con el momento de la inversión, que evalúa cuándo podría resultar óptimo adoptar tecnologías o iniciar proyectos, considerando variables como costos, disponibilidad de insumos y políticas regulatorias. Respecto del escalonamiento de las inversiones, dichas opciones resultan particularmente relevantes para tecnologías emergentes como electrólisis, combustibles sintéticos y hubs de hidrógeno.

Las opciones vinculadas con el abandono o cambio, que son el foco de este análisis, comprenden la flexibilidad de optar por tecnologías alternativas o dejar de usar las actuales (como la transición metano-hidrógeno verde para DRI), lo cual es esencial en entornos inciertos donde los mercados, políticas o insumos se encuentran en estadios iniciales de desarrollo y pueden variar rápidamente.

Ese enfoque abarca desde el cambio entre rutas de producción de hidrógeno renovable y no renovable, hasta la sustitución de tecnologías en sectores industriales, incluyendo el acero y el amoníaco/fertilizantes.

Por otro lado, las opciones de expansión contemplan el incremento de capacidades o infraestructura en respuesta a la demanda y las oportunidades del mercado, especialmente en áreas como la instalación de plantas de hidrógeno, electrólisis y sistemas PtX.

Por último, la flexibilidad operativa se centra en ajustar las operaciones frente a las fluctuaciones del mercado, la disponibilidad de energía renovable o los cambios regulatorios. Este enfoque facilita la optimización de recursos y la resiliencia de los sistemas, permitiendo distintas adaptaciones como ajustes de capacidad productiva, uso de excedentes de energía renovable, o en la respuesta a variaciones en políticas y precios del mercado de carbono.

Diseñar proyectos con modularidad y capacidad de adaptación a diferentes escenarios de mercado y regulaciones puede contribuir a facilitar su viabilidad técnica y económica y a reducir su costo de financiamiento.



Las infraestructuras flexibles y los mecanismos financieros innovadores pueden mitigar riesgos y facilitar transiciones hacia tecnologías más avanzadas, a medida que maduren los mercados globales como el de los derivados del hidrógeno (PtX).

Para la industria del acero, el análisis sugiere la conveniencia de incorporar la teoría de opciones reales en las decisiones de inversión a largo plazo para evaluar de forma sistemática cuándo y cómo pasar de la producción DRI basada en metano a la basada en hidrógeno verde³. Este enfoque analítico ayuda a determinar el momento óptimo para efectuar gastos de capital, realizar expansiones, o introducir cambios tecnológicos, considerando la evolución de los precios del carbono, la disponibilidad de hidrógeno y las señales regulatorias.

Asimismo, las inversiones escalonadas pueden permitir iniciar el camino adaptando las plantas DRI existentes para que puedan emplear hidrógeno en el futuro, así como evaluar la instalación de unidades modulares de electrólisis que puedan conforme disminuyan los precios del hidrógeno o aumenten los costos del carbono, reduciendo el riesgo de la inversión inicial y manteniendo la flexibilidad.

Asimismo, generar alianzas tempranas con potenciales proveedores de electrolizadores, aun en instancias modulares, puede contribuir a mejorar las condiciones futuras de compra de los equipos.

La teoría de opciones reales ofrece un enfoque para administrar estas incertidumbres, valorando la flexibilidad de las estrategias de inversión. Plantear el cambio de DRI basado en metano a DRI con hidrógeno verde como una “opción” sujeta a las condiciones futuras de precios del carbono e hidrógeno y a la evolución del CBAM, así como de otros mecanismos de fijación de precios al carbono a nivel regional y doméstico, permite a las empresas minimizar riesgos y evaluar las oportunidades vinculadas con esta transición.

³ Si bien este documento se centra en la comparación DRI con metano vs. DRI con H₂V, para ciertas plantas integradas con altos hornos y convertidor básico de oxígeno (BF-BOF), la adopción de DRI puede suponer directamente un cambio radical de tecnología. En tales casos, la Teoría de Opciones Reales resulta útil tanto para determinar cuándo abandonar un activo intensivo en emisiones y cuándo migrar a un proceso DRI, considerando la volatilidad de precios, la tecnología, y el posible desarrollo de mecanismos de fijación de precios al carbono en las jurisdicciones en los que aún no rigen, como para valorar correctamente la “vía DRI” en contraste con otras alternativas.



6 Bibliografía

Association for Iron & Steel Technology (AIST). (2024). **Reducing emissions in steel production**. Disponible en: <https://www.aist.org>

Caratori, L; Carlino, M; Carlino, H. (2024). Cinco consideraciones estratégicas para el desarrollo de la cadena de valor del H2 verde y sus derivados en Argentina - A partir del estudio Escenarios de Asignación de H2 y PtX. Fundación Torcuato Di Tella/ PtX Hub. <https://ftdt.cc/wp-content/uploads/2024/07/2024-05-31-PtX-Consideraciones-Estrategicas-1.pdf>

Carlino, H; Caratori, L; Carlino, M (2022). Ajustes al carbono en la frontera Los efectos sobre los flujos del comercio internacional. Nota de Política. Fundación Torcuato Di Tella/ Decarboost. <https://descarboniz.ar/wp-content/uploads/2022/12/CBAM-Policy-Brief-271222vf-tbs.pdf>

Dapena, JP (2001) Flexibilidad, activos estratégicos, y valuación por opciones reales. Universidad del CEMA. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2023.120050>

European Parliament. (s.f.). El régimen de comercio de derechos de emisión de la UE y su reforma <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20170213STO62208/el-regimen-de-comercio-de-derechos-de-emision-de-la-ue-y-su-reforma>

European Union (2023). Carbon border adjustment mechanism (CBAM). <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/carbon-border-adjustment-mechanism.html>

Franco, A., & Rocca, M. (2024). Renewable electricity and green hydrogen integration for decarbonization of "hard-to-abate" industrial sectors. *Electricity*, 5(3). <https://doi.org/10.3390/electricity5030024>

Gajdzik, B., & Wolniak, R. (2023). Process of transformation to net zero steelmaking: Decarbonisation scenarios based on the analysis of the Polish steel industry. *Energies*, 16(8), 3384. <https://doi.org/10.3390/en16083384>

Kinnunen, R. (2023). Markets and analysts' reactions to green hydrogen investments in European oil refiner and steel & iron industry enterprises. *LUT University*.

Ko, C.-C., Liu, C.-Y., Liu, C., Yuan, X., & Li, Y. (2021). Environmental and economic sustainability in pricing strategy of carbon tax: Application of environmental Kuznets curve and real options approach. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 865, 012041. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/865/1/012041>

Lankoski, N. (2024). Operational Study of an Integrated Power-to-X Plant in Kristinestad. *Doria*. <https://www.doria.fi>

Li, Y., Wu, M., & Li, Z. (2018). A real options analysis for renewable energy investment decisions under China's carbon trading market. *Energies*, 11(7), 1817. <https://doi.org/10.3390/en11071817>

Midrex Technologies, Inc. (2020). Impact of hydrogen DRI on EAF steelmaking. Disponible en: <https://www.midrex.com/tech-article/impact-of-hydrogen-dri-on-eaf-steelmaking/>



Muharam, F. M. (2011). Assessing risk for strategy formulation in steel industry through real option analysis. *Procedia Social and Behavioral Sciences*, 24, 991–1002. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2011.09.080>

Neuwirth, M; Fleiter, T; Manz, P; Hofmann, R. (2022). The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany, *Energy Conversion and Management*, Volume 252, 2022, 115052, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115052>.

Nuuttila, N. (2024). P2X & green hydrogen as the fuel of the future: A road map for innovation adaptation. *LUT University*. <https://lutpub.lut.fi>

Ovalle, T., Sauma, E., Reyes, T., & Wolak, F. A. (2023). Hydrogen production economics: A compound real options and policy analysis. *Energy Policy*, 173, 113369.

Parra, D., Valverde, L., & Patel, M. K. (2019). A review on the role, cost, and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 279–294.

Pye, S., Welsby, D., McDowall, W., Reinauer, T., Dessens, O., Winning, M., ... & Bataille, C. (2022). Regional uptake of direct reduction iron production using hydrogen under climate policy. *Energy and Climate Change*, 3, 100087. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2022.100087>

Sipilä, S. (2022). Practical real options valuation method for Power-to-X investments: A case of decarbonizing the steel industry. *Master's Thesis, Aalto University*.

Wan, Y., Schildhauer, T., & Schmidt, T. J. (2024). Conditions for profitable operation of P2X energy hubs to meet local demand. *Advances in Applied Energy*, 10, 120050. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2023.120050>

World Steel Association (2023). World Steel in Figures 2022. <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2022/>