



Policy Paper N°27

**Transición energética y
descarbonización en
América Latina y el
Caribe en industrias de
alto consumo
energético**





**TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DESCARBONIZACIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL
CARIBE EN INDUSTRIAS DE ALTO CONSUMO ENERGÉTICO**

REPORTE FINAL

Oscar Rafael Pupo Roncallo, PhD

Arturo Gonzalez Quiroga, PhD

Barranquilla, 02 de octubre de 2023

I. TABLA DE CONTENIDO

II. LISTA DE ABREVIATURAS.....	iv
III. LISTA DE FIGURAS	v
IV. LISTA DE TABLAS	vii
1. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
1.1. PUNTOS CLAVE	2
2. INTRODUCCIÓN.....	3
3. INDUSTRIA DEL CEMENTO.....	6
3.1. Descripción general del proceso de producción de cemento	6
3.2. Función de producción: consumo de energía y emisiones del sector	7
3.3. Caso América Latina y el Caribe: Del contexto global al regional.....	9
3.4. Estrategias de descarbonización, nivel de madurez tecnológica actual (TRL) y costos estimados de implementación.....	12
3.5. Barreras y políticas para la implementación de alternativas.....	16
3.5.1. Barreras para la descarbonización de la industria cementera.....	16
- Barreras institucionales.....	16
- Barreras relacionadas con la infraestructura.....	17
- Barreras tecnológicas.....	17
- Barreras gerenciales y organizacionales.....	18
- Barreras financieras y económicas	18
- Barreras en el uso final	19
3.5.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria cementera.....	19
- Precios al Carbono.....	19
- Ajuste de frontera de carbono: Costo ajustado para productos de cemento importados en función de su intensidad de carbono para evitar la fuga de carbono	20
- Estándares de composición y desempeño de producto.....	20
- Incentivos Financieros (Apoyo a Investigación y Desarrollo, adopción de tecnologías)	20
- Estándares de compras gubernamentales	20
4. INDUSTRIA DEL HIERRO Y ACERO	21
4.1. Descripción general del proceso de producción hierro y acero	21
4.2. Función de producción: Consumo de energía y emisiones del sector	22
4.3. Caso América Latina y el Caribe de la industria siderúrgica.....	23

4.4. Estrategias de descarbonización, nivel de madurez tecnológica actual (TRL) y costos asociados	26
4.5. Políticas actuales, futuras y barreras para la implementación	30
4.5.1. Barreras para la descarbonización de la industria del acero.....	30
- Barreras financieras y económicas	31
- Barreras organizacionales y gerenciales.....	31
- Barreras de comportamiento.....	31
4.5.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria del acero.....	31
- Fijación de precios al carbono	32
- Programas de eficiencia energética	32
- Apoyo a proyectos de investigación, desarrollo y demostración	32
5. INDUSTRIA QUÍMICA	33
5.1. Amoníaco.....	33
5.1.1. Descripción general del proceso de producción de amoníaco	34
5.2. Metanol	35
5.2.1. Descripción general del proceso de producción de metanol	36
5.3. Productos químicos de alto valor.....	37
5.3.1. Descripción general del proceso de producción de HVCs.....	39
5.4. América Latina y el Caribe	39
5.5. Función de producción: Consumo de energía y emisiones del sector	41
5.6. Estrategias de descarbonización y nivel de madurez tecnológica (TRL)	42
5.7. Las barreras y políticas a la descarbonización de la industria química	47
5.7.1. Barreras para la descarbonización de la industria química	47
- Barreras técnicas y económicas.....	47
- Barreras organizacionales.....	48
5.7.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria química	48
6. EL ROL DEL GAS NATURAL	49
7. EL ROL DEL HIDRÓGENO VERDE	52
8. CONCLUSIONES.....	58
9. REFERENCIAS	59
10. ANEXOS.	66

II. LISTA DE ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius
ALC	América Latina y el Caribe
ASU	Air separation unit
BF/BOF	Alto horno – horno básico de oxígeno
BTX	Benceno, Tolueno y Xilenos
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
CCS	Captura y almacenamiento de carbono
CCUS	Captura, utilización y almacenamiento de carbono
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CH ₄	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COP27	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático 2022
DRI/EAF	Horno de arco eléctrico de reducción directa
ECRA	European cement research academy
EJ	Exajulio
ETS	Emission Trading Schemes
EU	European Union
FICEM	Federación Interamericana del Cemento
GCCA	Asociación Mundial de Productores de Cemento y Hormigón
GEI	Gases de efecto invernadero
GJ	Gigajulio
GJ/t	Gigatonelada por Julio
Gt	Gigatoneladas
Gt/año	Gigatonelada al año
H ₂	Hidrogeno
HTC	Hidrotermal carbonization
HVCs	High value chemicals
IEA	International Energy Agency
kg	kilogramo
kgCO ₂ /t	kilogramo de dióxido de carbono por tonelada de producto
kgCO ₂ /t	kilogramo de dióxido de carbono por tonelada
kWh/t	Kilowatt hora por tonelada
LATAM	América Latina
LCOH	Costo nivelado de producción de hidrógeno
Mt	Megatoneladas
Mt	Megatonelada
Mt/año	Megatonelada por año
ORC	Recuperación de calor residual por medio de ciclo Rankine orgánico
ORC	Recuperación de calor residual por medio de ciclo Rankine orgánico
t	Tonelada
t CO ₂ /t	Tonelada de dióxido de carbono por tonelada de producto
TRL	Nivel de madurez de tecnología actual
TWh	Terawatt hora
UNACEM	Unión Andina de Cementos S.A.A

III. LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de las emisiones directas del sector industria en América Latina y el Caribe para el año 2019.	3
Figura 2. Emisiones globales de CO ₂ por sector en el escenario de cero emisiones netas para 2050.	4
Figura 3. Representación del proceso de producción de cemento.	7
Figura 4. Análisis de la distribución de la demanda de energía en la producción de cemento.	8
Figura 5. Desglose del consumo energético en el proceso de producción de cemento (Unidades en GJ/t de clínker).	8
Figura 6. Balance de masa para la producción de 1 kg de cemento usando tecnología de vía seca.	9
Figura 7. Distribución de la producción de cemento a nivel global y regional en el año 2021.	9
Figura 8. Análisis del rendimiento en la producción de cemento [23], [24], [30], [31].	10
Figura 9. Distribución de la antigüedad de las plantas cementeras en los principales productores de la región.	12
Figura 10. Trayectoria proyectada para la reducción de emisiones en la industria del cemento hasta el año 2050.	14
Figura 11. Rutas de proceso de producción de acero.	21
Figura 12. Perfil de demanda energética en la producción de acero según la ruta de producción [53].	22
Figura 13. Intensidad de emisiones específicas de diferentes rutas de producción de acero en el año 2021 [54].	23
Figura 14. Distribución de la producción de acero a nivel global y regional.	24
Figura 15. Distribución de la producción de acero según la ruta tecnológica.	25
Figura 16. Emisiones específicas por región [58].	25
Figura 17. Edad de las plantas de hierro y acero de los principales productores de la región. ...	26
Figura 18. Escenario de reducción de emisiones a 2050 de la industria siderúrgica.	28
Figura 19. Proyección del costo nivelado del Acero hasta 2050.	30
Figura 20. Proceso convencional para la producción de amoníaco usando gas natural como fuente de H ₂	34
Figura 21. Métodos de producción de amoníaco.	35
Figura 22. Derivados del metanol.	36
Figura 23. Rutas de producción de metanol. Adaptado de [71].	37
Figura 24. Distribución de la producción mundial de plásticos por tipo en 2019.	38
Figura 25. Participación por regiones en la producción de plásticos en 2020.	38
Figura 26. Rutas de producción de HVCs. Adaptado de [74], [75].	39
Figura 27. Producción de amoníaco en el mundo y la región 2019 [11], [15], [16].	40
Figura 28. Producción de metanol en el mundo y la región 2019 [11], [12], [17], [71].	40
Figura 29. Producción de HVCs en el mundo y la región en 2019.	41
Figura 30. Consumo de energía y emisiones específicas en la producción de químicos primarios [79].	42
Figura 31. Escenario de reducción de emisiones de la industria química a 2050.	43

Figura 32. Proyección de los costos de producción de metanol por rutas tecnológicas hasta 2050.	46
Figura 33. Proyección de los costos de producción de amoníaco por rutas tecnológicas hasta 2050.	47
Figura 34. Países en ALC con regulaciones para el impuesto al carbón.	49
Figura 35. Reservas de gas natural en América Latina y el Caribe.	50
Figura 36. Proporción del uso de gas natural en el sector industrial en América Latina y el Caribe.	50
Figura 37. Escenarios cero emisiones a 2050 de la demanda mundial de gas natural (Izquierda) y uso de gas natural en ALC para diferentes sectores (Derecha).	52
Figura 38. Indicador H2LAC para diferentes países de ALC.	53
Figura 39. Políticas de hidrógeno en ALC.	54
Figura 40. Proyectos de producción de hidrógeno en países de América Latina y el Caribe.	55
Figura 41. Proyección de LCOH hasta 2030 según tecnologías. Tomado de [77].	57

IV. LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Contribuciones para alcanzar las cero emisiones a 2050 en la industria cementera. Adaptado de [21], [24].	13
Tabla 2. Alternativas tecnológicas para la reducción de emisiones en la industria del cemento.	15
Tabla 3. Resumen de alternativas tecnológicas para alcanzar cero emisiones a 2050 en la industria siderúrgica.	27
Tabla 4. Estado de las principales tecnologías de reducción de emisiones en el sector siderúrgico [51].	28
Tabla 5. Estado de las principales tecnologías emergentes en el sector químico.	45
Tabla 6. Tipos de fuentes de ER en producción de hidrógeno verde y usos finales priorizados por país.	56
Tabla 7. Proyección de LCOH en USD/KG hasta 2050 en países de ALC según el tipo de hidrógeno.	57

1. RESUMEN EJECUTIVO

Este informe se centra en identificar las estrategias, políticas pertinentes y obstáculos que enfrenta América Latina y el Caribe (ALC) en su camino hacia la descarbonización del sector industrial. El análisis se enfoca en las industrias de producción de cemento, acero y químicos, las cuales presentan una alta intensidad en términos de emisiones y consumo energético.

En ALC, el sector industrial tiene un impacto significativo en las emisiones de CO₂, aportando aproximadamente 240 Mt de CO₂ en 2019, lo que equivale al 15% de las emisiones directas totales en la región. En el mismo año, las industrias que hacen un uso intensivo de energía en ALC fueron responsables de más del 90% de las emisiones totales del sector.

Las industrias de producción de cemento, hierro, acero, química y petroquímica en ALC tuvieron un papel preponderante en 2019, contribuyendo con alrededor de 221 Mt de CO₂. La producción de cemento fue la principal emisora, con el 42,9% de estas emisiones. Le siguió la industria siderúrgica con el 28,9%, y la industria química, que incluye la producción de amoníaco (7,4%), metanol (9%) y químicos de alto valor o HVCs (3,9%). Estos datos subrayan la necesidad de abordar la descarbonización en las industrias intensivas en energía en ALC para cumplir con los objetivos de mitigación y avanzar hacia una economía neutra en carbono.

Adicionalmente, se resaltan las características únicas de la región y su progreso hacia la reducción de emisiones. También se presentan estrategias específicas para estas industrias y se examinan políticas que podrían fomentar su adopción. Se identifican los desafíos y obstáculos relacionados con las particularidades de la región, y se incluyen estimaciones de costos previstos para mediados de siglo.

1.1.PUNTOS CLAVE

La implementación de tecnologías de descarbonización emergentes es esencial para avanzar hacia la carbono neutralidad en el sector industrial.

Las industrias intensivas en energía en América Latina y el Caribe son responsables de más del 90% de las emisiones del sector industrial. Para lograr la descarbonización, es crucial adoptar tecnologías avanzadas y modernizar los equipos. La región debe enfocarse en estrategias específicas para la producción de cemento, acero y químicos. Esto implica la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, así como la electrificación de procesos en sectores clave con altas emisiones y alto consumo de energía.

Establecer un marco regulatorio sólido es un paso fundamental para promover industrias de bajas emisiones

La transición hacia la descarbonización enfrenta notables desafíos económicos y organizativos. Para superar estas barreras, se necesitan políticas y regulaciones concretas, tales como sistemas de precios al carbono, ajustes fronterizos de carbono y normativas para reducir las emisiones de productos. Además, los incentivos financieros y el poder gubernamental juegan un papel crucial en el camino hacia una producción más sostenible.

La colaboración estrecha entre gobiernos y empresas es esencial para concretar el compromiso de mitigación del cambio climático en el sector industrial

América Latina y el Caribe debe aprovechar la sinergia entre actores públicos y privados para lograr avances significativos en la reducción de emisiones. La colaboración puede facilitar la inversión inicial en tecnologías de bajas emisiones y ayudar a superar la resistencia al cambio arraigada en estas industrias.

El gas natural desempeña un papel estratégico como combustible en la transición hacia un sector con una matriz energética más sostenible.

El gas natural es un recurso crítico en la industria, utilizado principalmente en la producción de amoníaco, metanol y la generación de hidrógeno mediante el reformado con vapor. Su papel esencial en la cadena de suministro industrial y su uso eficiente tienen un potencial significativo para reducir emisiones, especialmente en sectores de alto consumo energético como la industria química.

El hidrógeno de bajas emisiones está destinado a ser un pilar fundamental en la consecución de un futuro global con cero emisiones netas en el sector industrial.

América Latina y el Caribe están estratégicamente ubicados para capitalizar su gran potencial en energías renovables, lo que los sitúa en una posición privilegiada para adoptar tecnologías asociadas al hidrógeno verde.

2. INTRODUCCIÓN

En la COP27, celebrada en noviembre del año 2022, las partes reafirmaron compromisos para limitar el aumento de la temperatura promedio global a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales, como parte de la lucha contra el cambio climático [1]. Sin embargo, las emisiones globales de gases de efecto invernadero aún persisten en niveles insosteniblemente altos [2], por lo que es de vital importancia explorar oportunidades que contribuyan a lograr la carbono-neutralidad en las principales fuentes. Como la segunda mayor fuente de emisiones de CO₂, el sector industria juega un papel crítico en la carbono-neutralidad hacia el año 2050. El sector industria es responsable de alrededor de 9 Gt/año de emisiones directas de CO₂ a nivel global, donde cerca del 70% de estas provienen de industrias de uso intensivo de energía [3]. Este último subsector es responsable de alrededor del 25% de las emisiones globales de CO₂, y está constituido por las industrias de cemento, siderúrgica, y química y petroquímica con participaciones en el sector que alcanzan el 27%, 25% y 14% respectivamente [4].

En América Latina y el Caribe (ALC), el sector industria fue responsable de aproximadamente 240 Mt de emisiones de CO₂ en 2019, lo que equivale al 15% del total de emisiones directas en esta región [5]. Sin embargo, en contraste con las estadísticas globales, las industrias de alto consumo energético en ALC representaron más del 90% de las emisiones totales del sector industrial en el año 2019, como se muestra en la Figura 1. La producción de cemento, hierro y acero, así como la industria química y petroquímica en ALC, contribuyeron con aproximadamente 221 Mt de CO₂ [5].

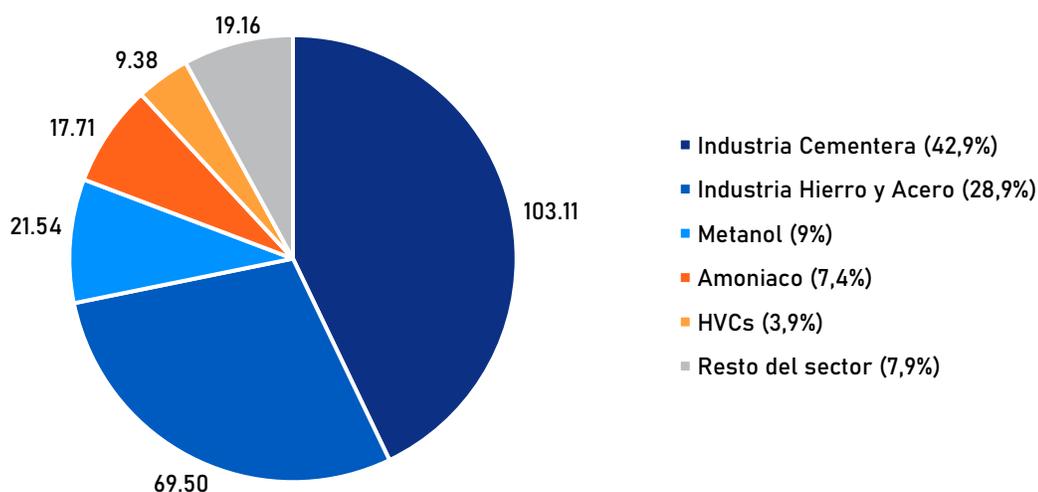


Figura 1. Distribución de las emisiones directas del sector industria en América Latina y el Caribe para el año 2019. Elaboración propia con datos de [6]–[17]. La figura muestra que las emisiones directas en el sector industrial en América Latina y el Caribe están mayormente atribuidas a las industrias de consumo intensivo de energía, específicamente cemento, hierro y acero, y química y petroquímica. Estos sectores en conjunto representan más del 90% de estas emisiones, que totalizan alrededor de 221 Mt de CO₂ en el año 2019.

Además de las emisiones directas de CO₂, las actividades industriales conllevan impactos ambientales significativos, incluyendo la contaminación del agua y el daño a la biodiversidad. En la industria del cemento, desde la recepción de la materia prima hasta la gestión de desechos, se afecta la calidad del agua [18]. La siderurgia, por su parte, enfrenta emisiones directas y un alto consumo de agua, con una huella hídrica media de 28,6 m³/ t de acero en plantas integradas [19]. En la industria química, incidentes involuntarios como vertidos de sustancias ácidas y alcalinas provocan contaminación química en ecosistemas terrestres y acuáticos, afectando la biodiversidad y la salud humana [20].

En este contexto, lograr una transición hacia un escenario de bajas emisiones en las industrias de alto consumo energético representa un desafío significativo, como se ilustra en el escenario de cero emisiones netas para 2050 propuesto por la IEA de la Figura 2 [3]. El escenario muestra que para el 2040, se espera que el sector industria sea el mayor contribuyente de emisiones de CO₂, lo que destaca que el sector se caracteriza por ser difícil de descarbonizar y que las estrategias de alto impacto tomarían protagonismo en la reducción de emisiones cerca del año 2050, ya que aún no son lo suficientemente maduras. Esto se debe a diversas razones. Actualmente las altas temperaturas se alcanzan de manera más eficiente a través de la quema de combustibles fósiles, los cuales también desempeñan un papel fundamental como materia prima en algunos procesos [4]. Además, muchas de las emisiones asociadas al sector industria son subproducto de los procesos de transformación química en la producción de cemento, acero y químicos [4]. Estas emisiones resultan inevitables en la fabricación de dichos productos.

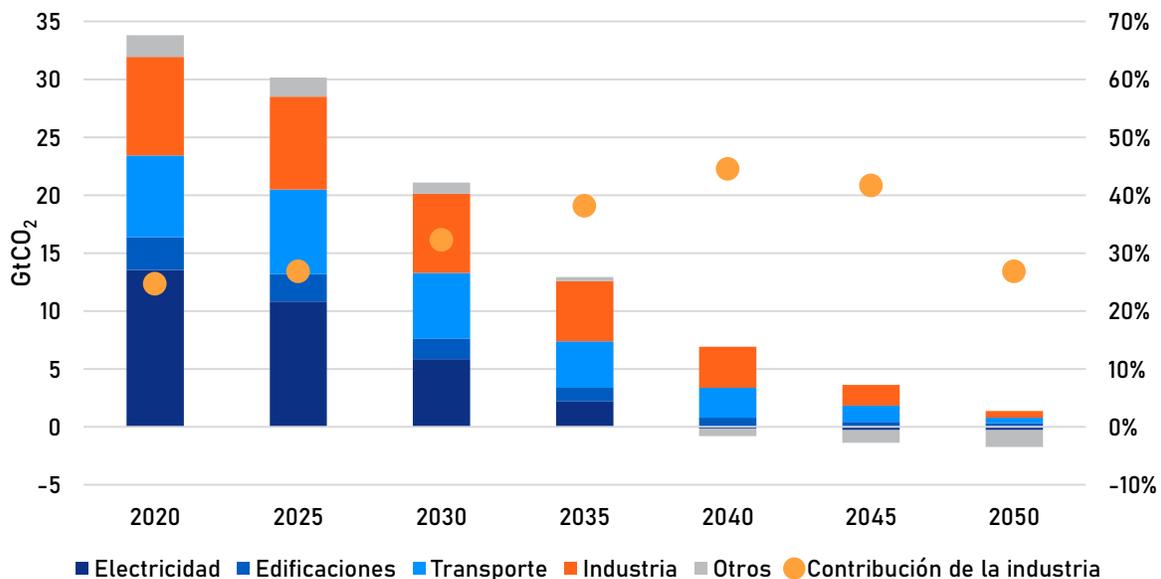


Figura 2. Emisiones globales de CO₂ por sector en el escenario de cero emisiones netas para 2050. Adaptado de [3]. La figura muestra el escenario de reducción de emisiones a 2050 de la IEA, en el cual se aprecia una disminución notoria de emisiones en todos los sectores, impulsada por tecnologías de bajas emisiones, principalmente en electricidad. No obstante, la industria y el transporte avanzan más lentamente, destacando como sectores difíciles de descarbonizar.

Aunque algunas tecnologías de bajas emisiones ya están en el mercado, persisten áreas de la industria con opciones tecnológicas de alto impacto que aún se encuentran en desarrollo, lo que requiere inversión continua en investigación y desarrollo [3]. El despliegue de diferentes estrategias como el uso de energías renovables, tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) y mejoras en eficiencia energética se espera que reduzcan de manera considerable la huella de carbono de estas industrias a 2050 [4]. Este reporte tiene el objetivo de identificar las estrategias de descarbonización, sus tecnologías asociadas, políticas relevantes para su implementación y barreras específicas que enfrenta ALC en el proceso de descarbonización del sector industrial hacia el año 2050, específicamente en la producción de cemento, acero, químicos y petroquímicos. Asimismo, evaluar el rol del gas natural y el hidrógeno como combustibles de bajas emisiones. Se busca proporcionar una visión regional de cara a la carbono-neutralidad considerando sus particularidades y desafíos.

Se abordará cada industria teniendo en cuenta su proceso de producción, así como su función en términos de emisiones y consumo energético. Además, se analizará el caso de ALC, destacando sus particularidades y desempeño, las principales estrategias de descarbonización, políticas que incentiven estas estrategias, junto con las barreras y desafíos asociados a las características de la región.

Este reporte está estructurado en cinco secciones:

- Las secciones 1, 2 y 3 del informe se centran respectivamente en la industria del cemento, la siderúrgica y la química. En cada una de estas secciones, se ofrece una descripción detallada de los procesos y las tecnologías principales en uso comercial, así como información sobre el consumo de energía y las relaciones con los principales combustibles utilizados en cada industria. Además, se abordan las emisiones asociadas. Estas secciones presentan estadísticas globales y un análisis específico de la situación en ALC. Se busca comparar la participación de los principales productos en cada industria en ALC con el resto del mundo e indicar una distribución de la producción de cemento. También se analizan las estrategias de descarbonización y los costos proyectados para la implementación de las tecnologías, concluyendo con un análisis de las barreras y políticas que influyen en la adopción de estas estrategias.
- La Sección 4 se enfoca en el papel del gas natural, proporcionando información detallada sobre su consumo en ALC por país, así como las reservas disponibles. Además, se examina la relación entre este combustible de bajas emisiones y las industrias del cemento, siderúrgica y química. Asimismo, se muestra al gas natural como un combustible de transición hacia el hidrógeno y con un amplio uso en la industria química.
- Finalmente, la Sección 5 explora el papel del hidrógeno verde en ALC, realizando comparaciones entre los países que han avanzado más en la producción y su utilización de este tipo de hidrógeno de bajas emisiones. Se destacan los países que han delineado hojas de ruta para su desarrollo y se detallan los proyectos en curso y los que están en fase de planificación. De igual manera se muestra al hidrógeno como un combustible ampliamente usado en la industria química y combustible que acerca a la región a los compromisos de cero emisiones en el sector industria. Finalmente, se aborda la proyección del costo nivelado de producción de hidrógeno hasta 2050.

3. INDUSTRIA DEL CEMENTO

La industria del cemento desempeña un rol esencial en la construcción global, siendo el cemento un agente esencial para la fabricación del concreto. Sin embargo, esta industria enfrenta desafíos considerables en términos ambientales. La producción de cemento emite cantidades significativas de CO₂, tanto debido a la combustión para generar calor como a las reacciones intrínsecas al proceso de producción, conocidas como emisiones de proceso. El concreto es el segundo material más utilizado en la Tierra después del agua, con un promedio de media tonelada de cemento utilizado por persona cada año en el planeta [2]. Este gran volumen de producción posiciona a la industria del cemento como un importante eje de intervención en la búsqueda de soluciones para reducir las emisiones y mitigar el cambio climático. En las siguientes secciones se detallará el proceso de producción del cemento y su función en términos de emisiones y consumo energético. Además, se analizará el caso de ALC, destacando sus particularidades en relación con la industria cementera, las principales estrategias de descarbonización de la industria, políticas que incentiven estas estrategias y barreras/desafíos asociados a las características de la región.

3.1. Descripción general del proceso de producción de cemento

El proceso de producción del cemento comienza con la extracción de materias primas de canteras, seguido de su reducción de tamaño. Estos materiales se mezclan y trituran junto con otros componentes como arcilla y mineral de hierro. Posteriormente, la mezcla se acondiciona en ciclones verticales llamados precalentadores, donde entra en contacto con los gases calientes del horno. Esto permite aprovechar parte de la energía térmica de los gases de combustión precalentando la mezcla antes de ingresar al horno rotatorio para la clinkerización. Luego, en el horno rotatorio, la mezcla se somete a altas temperaturas, experimentando reacciones químicas y cambios físicos que resultan en la formación de clínker. Es importante destacar que la formación de clínker aporta significativamente a las emisiones de CO₂ de todo el proceso [21].

Una vez obtenido el clínker, este se enfría y almacena previo a su mezcla con otros componentes minerales. En la elaboración del cemento se agrega alrededor de un 4-5 % en peso de yeso para regular el tiempo de fraguado. Una vez mezclados, el clínker y los componentes minerales se someten a un proceso de molienda para obtener una textura fina que constituye el producto final. Este producto se homogeneiza y almacena en silos antes de ser distribuido a estaciones de empaquetado o transportado en camiones. Existen tecnologías de producción de cemento más antiguas y menos eficientes, como el horno húmedo, que emplea una suspensión líquida en lugar de material precalentado. Sin embargo, la industria actual prioriza procesos de mayor eficiencia. Este proceso de producción de cemento, conocido como vía seca, se ilustra en la Figura 3 [21].

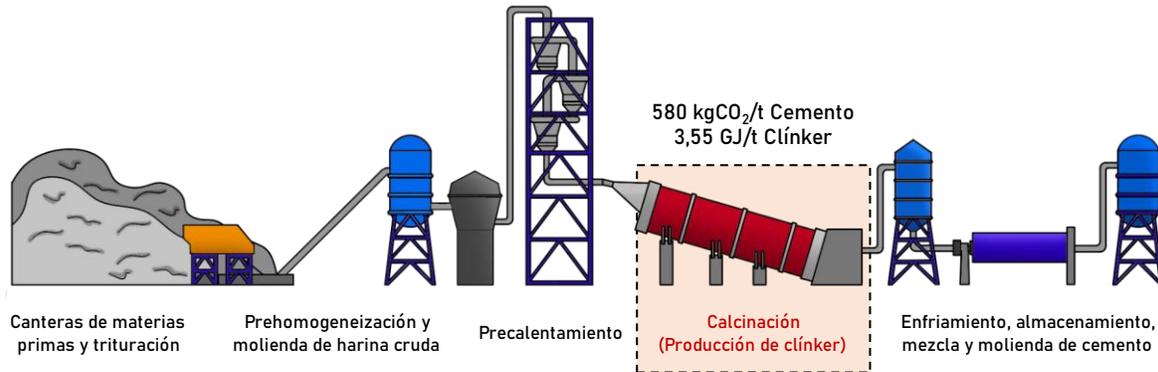


Figura 3. Representación del proceso de producción de cemento.

Elaboración propia basado en [22], [23]. En esta ilustración se expone el proceso de producción de cemento por la tecnología de vía seca. Los datos de consumo específico de energía e intensidad de emisiones específicas corresponden al promedio global de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (2022).

3.2. Función de producción: consumo de energía y emisiones del sector

La industria del cemento desempeña un papel crucial en la construcción y desarrollo de infraestructuras, al tiempo que conlleva un notable consumo de energía térmica y eléctrica, junto con la liberación de gases de efecto invernadero. En el año 2019, la industria del cemento representó aproximadamente el 7% del consumo total de energía en el sector industria a nivel global, cifrado en alrededor de 280 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe). Además, esta industria generó alrededor de 2,4 gigatoneladas (Gt) de CO₂, correspondiendo a un 26% de las emisiones globales totales del sector industria para ese año [2].

A lo largo de la última década, se ha observado un descenso gradual en la intensidad de energía térmica promedio del clínker, el componente clave en la producción de cemento. Esta intensidad, que ha experimentado una reducción anual del 0,2%, se ha estabilizado en torno a 3,6 GJ/t de clínker desde el año 2020. A pesar de los avances logrados, es necesario un esfuerzo continuo para cumplir con las metas establecidas en el escenario de cero emisiones netas para el año 2050. Como paso inicial, se busca reducir la intensidad de energía térmica a 3,3 GJ/t de clínker para el año 2030 y a cerca de 3 GJ/t para el año 2050. Por otra parte, la intensidad eléctrica ha experimentado un incremento en los últimos años, llegando a aproximadamente 100 kWh/t de cemento en 2022. Para alcanzar las metas establecidas hasta el año 2050, es crucial reducir significativamente esta intensidad eléctrica, fijando un objetivo por debajo de 90 kWh/t de cemento para el año 2030 y por debajo de 80 kWh/t para el año 2050 [23]. A continuación, en la Figura 4 y en la Figura 5 se presenta la distribución de la demanda de energía térmica y eléctrica en el proceso de producción de cemento.

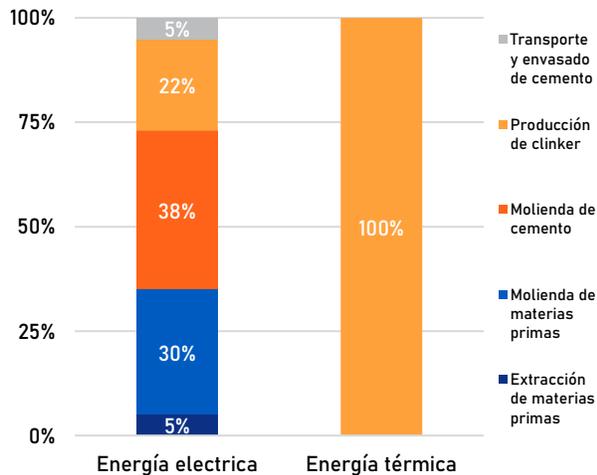


Figura 4. Análisis de la distribución de la demanda de energía en la producción de cemento. Adaptado de [24]. La figura evidencia como la energía térmica se destina exclusivamente al proceso de producción de clínker, mientras que la mayor proporción del consumo eléctrico ocurre en los procesos de molienda.

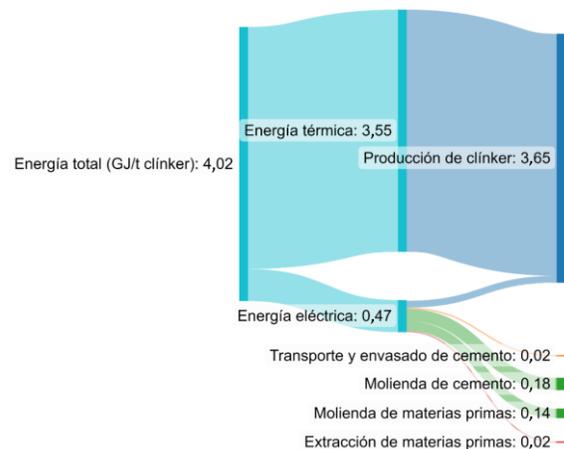


Figura 5. Desglose del consumo energético en el proceso de producción de cemento (Unidades en GJ/t de clínker). Adaptado de [24]. Para la comparación entre el consumo eléctrico y térmico, se empleó un factor de clínker promedio mundial de 76%. Esta elección permite expresar ambos consumos en las mismas unidades, ya que el consumo térmico se reporta por unidad de clínker, mientras que el consumo eléctrico se reporta por unidad de cemento.

Las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de cemento han mostrado una relativa estabilidad desde 2018, con un valor apenas inferior a 0,6 t CO₂/t de cemento. Sin embargo, para alcanzar los objetivos propuestos en el escenario de cero emisiones netas, se requiere una disminución anual promedio de 3% hasta 2030, lo que equivaldría a 0,3 t CO₂/t cemento [23]. Para mitigar este factor de emisiones, es fundamental considerar la incorporación de materias primas alternativas que disminuyan la proporción de clínker/cemento en el producto final. La Figura 6 ilustra el flujo de materiales para la producción de 1 kg de cemento con un factor clínker del 75% [25]. Se aprecia que alrededor del 70% de las emisiones de CO₂ en la producción de cemento provienen de la calcinación de la materia prima, constituida principalmente por piedra caliza. Por tanto, una reducción en el uso de piedra caliza tendría un impacto sustancial en la reducción de emisiones.

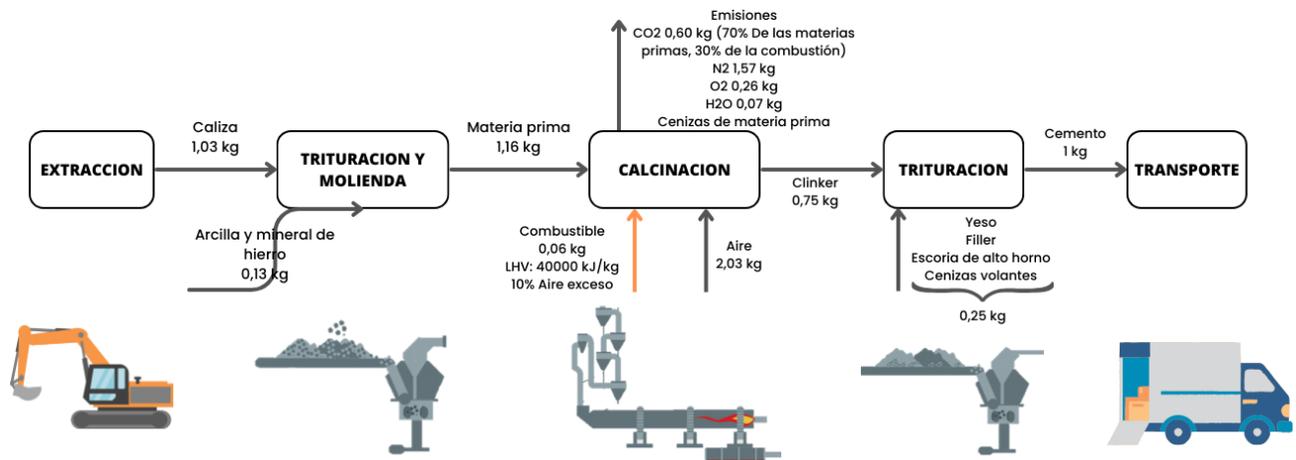


Figura 6. Balance de masa para la producción de 1 kg de cemento usando tecnología de vía seca.

Adaptado de [25] y [26]. Para abordar los desafíos de descarbonización en la industria del cemento, se destacan dos estrategias esenciales: la captura y almacenamiento de carbono (CCS) y la reducción de la proporción clinker/cemento. Estas estrategias son cruciales, ya que la mayoría de las emisiones contaminantes están directamente ligadas al proceso de transformación química y no al uso de combustibles fósiles para la generación de calor.

3.3.Caso América Latina y el Caribe: Del contexto global al regional

En América Latina y el Caribe (ALC), la industria del cemento ha mantenido una producción estable en los últimos años, alcanzando alrededor de 174 Mt de cemento anuales. A escala global, la región aportó alrededor del 4,1% de la producción total en el año 2021 [27]. Entre los países destacables en la región se encuentran Brasil, México, Argentina y Colombia, siendo los principales productores de cemento que en conjunto representan el 75% de la producción regional. No obstante, resulta relevante subrayar que la mayor parte de la producción mundial de cemento proviene del continente asiático, contribuyendo con más del 60% del total a nivel global. La distribución global y regional en la producción de cemento se muestra en la Figura 7.

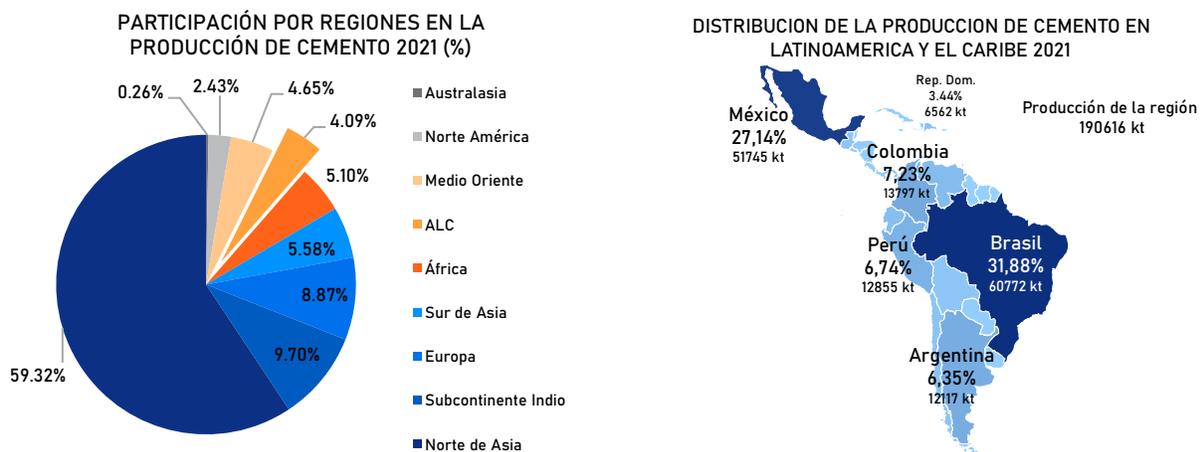


Figura 7. Distribución de la producción de cemento a nivel global y regional en el año 2021.

Realizada con datos de [27]. A nivel global, la mayor parte de la producción proviene de Asia, con más del 60% del total. ALC contribuye con alrededor del 4% de la producción mundial, con Brasil, México, Colombia y Argentina como los principales productores. Estos países representan el 75% de la producción regional. Los datos del año 2021 son proyecciones realizadas por FICEM.

La Figura 8 muestra el desempeño de los países de ALC en términos de emisiones específicas, consumo de energía y la relación clinker-cemento (conocida como factor clinker). El factor clinker desempeña un papel crucial en las emisiones totales del proceso de fabricación del cemento. Según el informe de la Federación Interamericana del Cemento (FICEM), a partir de 2017 cada país de la región ha asumido el compromiso de elaborar una hoja de ruta para la industria cementera [28]. Estos compromisos están siendo monitoreados de acuerdo con la hoja de ruta tecnológica publicada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en 2009 y actualizada en 2018 [29]. Esta hoja de ruta provee un marco para rastrear e implementar medidas tecnológicas destinadas a reducir las emisiones de CO₂ en la industria del cemento.

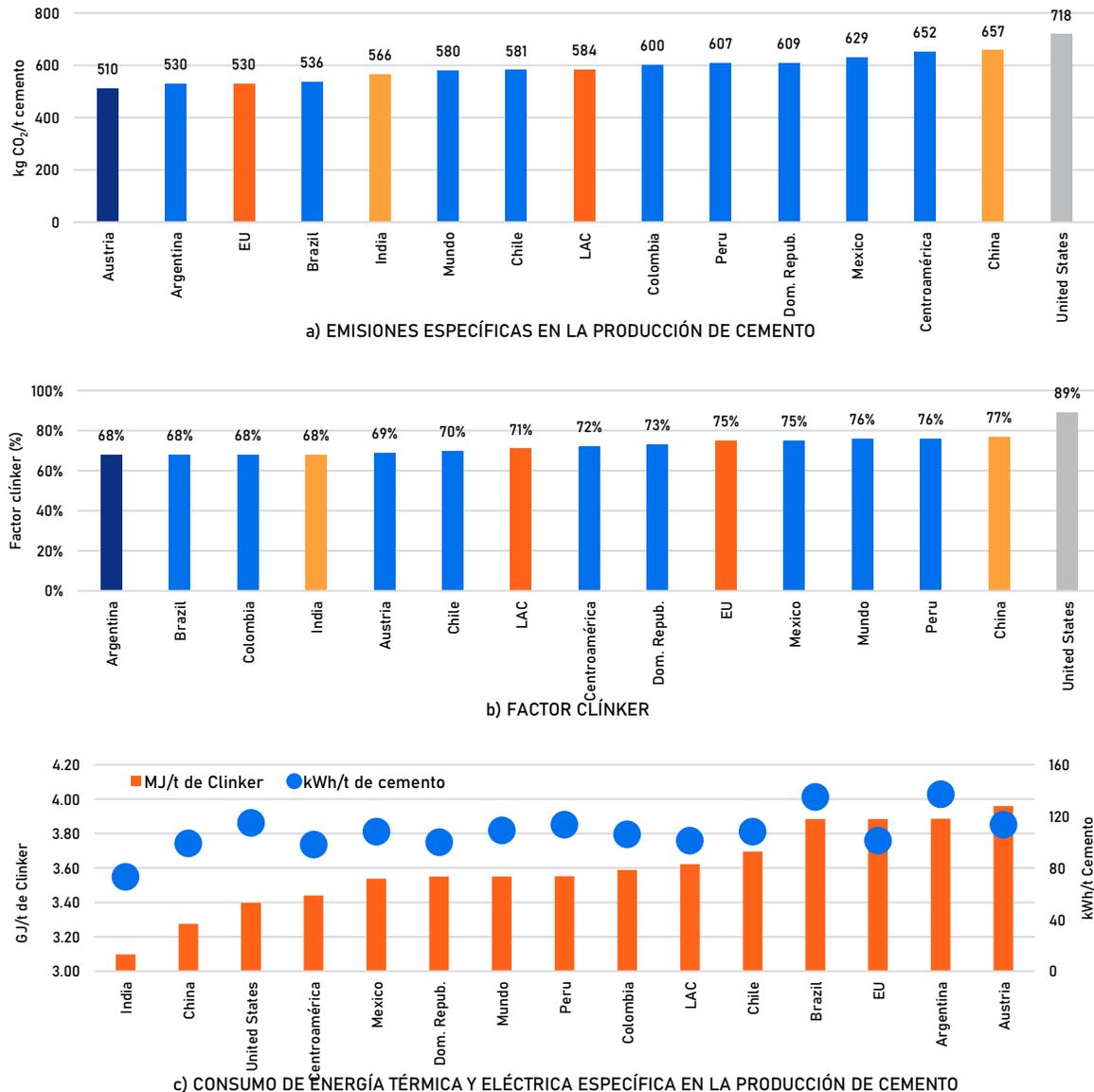


Figura 8. Análisis del rendimiento en la producción de cemento [23], [24], [30], [31]. La Figura a) presenta una comparación de las emisiones de CO₂ para diversos países en ALC, en relación con los principales productores de la industria. También se destacan los países con los indicadores más y menos favorables en términos de emisiones específicas. La Figura b) ilustra la relación clinker/cemento para estos países, mientras que la Figura c) muestra los consumos específicos de energía térmica y eléctrica en el proceso de producción de cemento.

La Figura 8 muestra que Austria es un referente en términos de emisiones específicas en la industria del cemento, al representar el menor índice de emisiones de CO₂ por unidad de producto. Sin embargo, en ALC se observa un desempeño similar al promedio global, con emisiones específicas que rondan los 580 kg CO₂/t de cemento. El factor clínker, un elemento determinante en las emisiones específicas de la industria cementera posiciona a ALC por debajo del promedio mundial con un 71% frente al 76%. En contraste, Estados Unidos muestra el indicador más elevado, ya que las especificaciones del cemento están reguladas bajo la norma ASTM C150 [32]. Esta norma establece un límite máximo del 10% para aditivos como caliza sin calcinar o escoria de alto horno en el cemento [33]. Esto se refleja también en su mayor impacto en las emisiones específicas, ya que la producción de clínker es la principal fuente de emisiones y un mayor contenido de clínker en el producto final se refleja en las emisiones específicas.

La optimización de los procesos existentes, la modernización de los equipos y la implementación de prácticas más sostenibles constituyen áreas de enfoque críticas. Asimismo, es esencial dirigir esfuerzos hacia la mejora de la eficiencia energética en las etapas de molienda, que representan cerca del 70% del consumo eléctrico total, como se observa en la Figura 4. La implementación de tecnologías de molienda más eficientes, como los molinos de rodillos verticales [34], puede significar una reducción en el consumo de energía eléctrica. En este aspecto India muestra un rendimiento sobresaliente. No obstante, el consumo energético en ALC es bastante similar en todos los países y se posiciona por debajo del promedio mundial.

En ALC, el indicador de consumo específico de energía puede compararse con el de las tecnologías maduras más eficientes actualmente disponibles. Estas tecnologías tienen consumos energéticos que oscilan entre 2,93 y 3,14 GJ/t de clínker en el caso de hornos con etapas de precalentamiento y precalcinador, y entre 3,14 y 4,18 GJ/t de clínker en el caso de hornos con precalentador, pero sin precalcinador [35]. Por otro lado, existen tecnologías significativamente menos eficientes, como el proceso semiseco y el proceso húmedo, que consumen hasta 4,5 y 6,28 GJ/t de clínker, respectivamente. Es importante señalar que el consumo mínimo teórico se sitúa en torno a 1,715 GJ/t de clínker.

El consumo de energía está intrínsecamente relacionado con la antigüedad de las plantas de cemento. Aquellas instalaciones más antiguas suelen tener tecnologías y equipos menos eficientes, lo que se traduce en un mayor consumo energético por unidad de producto. A medida que una planta de cemento envejece y se acerca al final de su vida útil, es de esperarse que sus equipos y procesos pierdan eficiencia, generando un incremento en el consumo de energía. En este contexto, la modernización de los equipos emerge como una estrategia esencial para mejorar la eficiencia energética y reducir los costos operativos asociados.

La vida útil típica de una planta de cemento es en torno a los 50 años; sin embargo, alrededor de los 40 años de operación suele ser el momento propicio para llevar a cabo modernizaciones y reacondicionamientos significativos. Esta fase marca un punto crítico en el ciclo de vida de las instalaciones, donde se pueden incorporar mejoras tecnológicas y prácticas sostenibles para aumentar la eficiencia y reducir el impacto ambiental. ALC exhibe una amplia diversidad en cuanto a la antigüedad de sus plantas de cemento, como se muestra en la Figura 9 donde es notorio el

aporte significativo de plantas jóvenes. Por ejemplo, en República Dominicana más del 80% de las plantas tienen menos de 5 años de operación, lo que, junto a México, se refleja en un sólido desempeño en términos de consumo energético.

Para otros países en ALC con plantas de mayor antigüedad, la modernización de equipos y la adopción de tecnologías más eficientes se tornan cruciales para mejorar su eficiencia energética. Cabe destacar que, pese a la antigüedad, el consumo de energía en estas plantas se mantiene dentro de los rangos típicos de las tecnologías maduras para la producción de cemento.

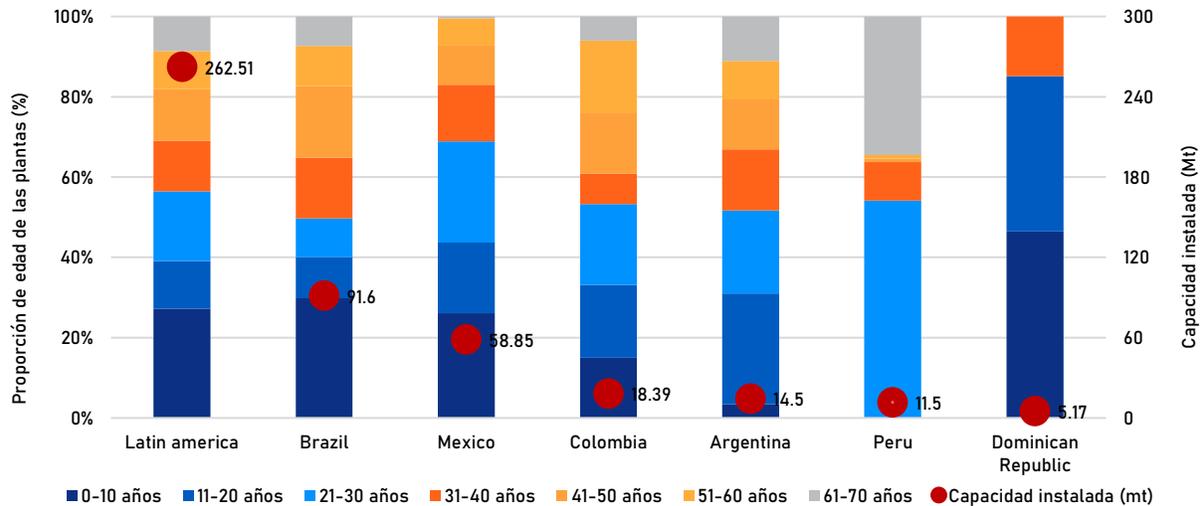


Figura 9. Distribución de la antigüedad de las plantas cementeras en los principales productores de la región. Adaptado de [6]–[8]. ALC presenta una variabilidad significativa en la antigüedad de sus instalaciones de producción de cemento. Se destaca una notable proporción de plantas jóvenes, siendo especialmente relevante en el caso de República Dominicana, donde más del 80% de estas plantas tienen menos de 15 años de operación.

3.4. Estrategias de descarbonización, nivel de madurez tecnológica actual (TRL) y costos estimados de implementación

La descarbonización de la industria cementera es un desafío crucial en la lucha contra el cambio climático. Diversas estrategias se están implementando para lograr un escenario de cero emisiones para el año 2050. Una iniciativa notable en este propósito es la promovida por la Asociación Mundial de Productores de Cemento y Hormigón (GCCA, por sus siglas en inglés), la cual reúne a importantes empresas del sector a nivel global. En América Latina, esta iniciativa cuenta con la participación de compañías como Cementos Argos S.A., Cementos Pacasmayo S.A.A, Cementos Progreso, y Unión Andina de Cementos S.A.A (UNACEM) [36]. Además, los esfuerzos en la región son monitoreados por la Federación Interamericana del Cemento (FICEM), que juega un papel fundamental en la coordinación y promoción de estrategias para la descarbonización en el resto de la región. La Tabla 1 detalla las 7 estrategias a implementar para un escenario de bajas emisiones a 2050, junto a sus indicadores según la hoja de ruta tecnológica para la industria cementera de la IEA [21].

Las estrategias de descarbonización previstas en la industria del cemento son en principio las siguientes: mejorar la eficiencia energética, cambio del combustible, reducción del factor clínker

y la vinculación de tecnologías innovadoras en el sector. El primero de ellos puede llevarse a cabo con la recuperación de calor en los procesos de producción de cemento, así como con la implementación de sistemas digitalizados para optimizar la intensidad de la llama y con ello reducir el consumo de combustible. En relación con el cambio de combustible, se consideran diferentes fuentes y la adopción del uso residuos o subproductos. Estos combustibles alternativos pueden incluir biomasa o una combinación de combustibles fósiles y biomasa, junto con innovaciones como la incorporación de hidrógeno [36]. En lo que respecta al factor clínker, lograr una reducción con la incorporación de materiales alternativos tales como cenizas volantes. Finalmente, la vinculación de tecnologías innovadoras podría lograr reducciones cercanas al 48% para mediados del presente siglo [4].

Tabla 1. Contribuciones para alcanzar las cero emisiones a 2050 en la industria cementera. Adaptado de [21], [24]. La tabla muestra las alternativas tecnológicas orientadas a la descarbonización de la industria del cemento, de acuerdo con la hoja de ruta de la Agencia Internacional de Energía. Asimismo, se desglosan los indicadores esperados a 2050, el nivel de madurez actual y el potencial de reducción de emisiones.

Alternativa tecnológica	Objetivo a 2050	TRL	Potencial de reducción de emisiones (%)
Mejora de la eficiencia energética. Implica el uso de las mejores tecnologías actuales.	3,1 GJ/t clínker 79 kWh/t cemento	8 - 9	10%
Reducción de la relación clínker a cemento con clínker bajo en carbono.	<60%, hasta 52% [36]	4	10% - 30%
Electrificación de la demanda de calor.	-	4	Hasta 40%
Cambio de combustibles fósiles por combustibles alternativos como biomasa, biogás e H ₂ , entre otros.	>30%	9	Hasta 40%
Captura y almacenamiento de carbono (CCS) o captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).	>552 MtCO ₂ /año	6 - 7 (CCUS de CO ₂ postcombustión)	Hasta 90% (Postcombustión)
		9 (CCUS de CO ₂ concentrado)	Hasta 99% (Concentrado)
Economía circular y eficiencia de los materiales.	-	9	44%
Nuevos materiales aglomerantes.	-	5 - 8	43% - 100%

De acuerdo con la hoja de ruta de la IEA, se anticipa que la captura y utilización/almacenamiento de carbono sea una iniciativa de gran importancia. Esto se debe a que una porción considerable de las emisiones no está relacionada con el consumo energético, sino con las reacciones químicas asociadas a la misma fabricación del cemento. En la Figura 10 se ilustra la proyección de estas estrategias de descarbonización hasta el año 2050 [29]. En el ámbito de los combustibles, se espera una transición hacia fuentes de energía con bajas emisiones de carbono, en la que el gas natural, el hidrógeno y la biomasa desempeñarán un papel protagónico.

Es importante destacar que la biomasa plantea desafíos en términos de manipulación y almacenamiento debido principalmente a su baja densidad y a la variabilidad en la disponibilidad, que a menudo está relacionada con la regionalización de los cultivos y las condiciones climáticas [37]. Además, la estacionalidad de la biomasa también resulta relevante al evaluar su uso. Esto se

hace evidente, especialmente en función de los cultivos y el lugar de procesamiento de la biomasa, así como del tipo de procesamiento empleado para su aprovechamiento energético [38].

Estos desafíos se ven agravados por las características intrínsecas de la biomasa, como su contenido de humedad, la composición de carbohidratos y cenizas, y las distribuciones de tamaño y forma de las partículas, que son muy variables y pueden tener un impacto significativo en la viabilidad económica de la transformación de la biomasa en productos de valor agregado [39]. Un ejemplo concreto en ALC es el caso de Brasil, que, en su hoja de ruta de la industria del cemento tiene previsto que la biomasa represente aproximadamente el 11% de la demanda total de energía en 2050, mientras que los residuos urbanos el 44%. En este contexto se destaca el potencial de siete tipos de fuentes de combustible alternativas [37]. Cuatro de estos tipos ya son ampliamente utilizados por la industria, como los neumáticos inservibles, los residuos industriales peligrosos (mezcla), los residuos industriales no peligrosos y las carboneras. Adicionalmente, se han identificado tres tipos adicionales que presentan un gran potencial de explotación como lo son el combustible derivado de residuos sólidos urbanos (CDR), los lodos de depuradora y los residuos agrícolas.

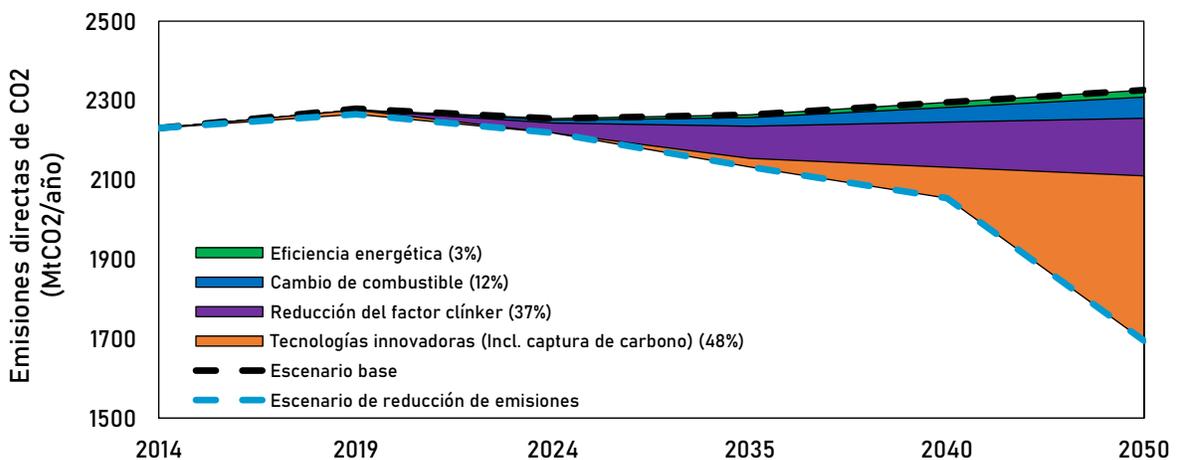


Figura 10. Trayectoria proyectada para la reducción de emisiones en la industria del cemento hasta el año 2050. Adaptado de [29]. La figura muestra que las proyecciones de la IEA (2018) para la industria cementera requerirán una reducción significativa de emisiones directas de CO₂, buscando una disminución del 24% respecto a niveles actuales para el año 2050. Este objetivo requiere la pronta implementación de estrategias de reducción de CO₂ principalmente la captura de carbono y la reducción del factor clínker (85% de contribución), así como políticas de apoyo y mecanismos de financiamiento.

Con base en estas estrategias, la Tabla 2 presenta un resumen de las potenciales tecnologías de descarbonización. Se detallan aspectos como la reducción de emisiones, madurez tecnológica o TRL y los costos previstos para la búsqueda de estos objetivos de reducción de emisiones para el año 2050. De igual manera se proyecta que las tecnologías de producción de cemento que opten por CCS experimentarán una transformación considerable en el costo nivelado del cemento para el período comprendido entre 2030 y 2050. Se estima que, durante este periodo, el costo nivelado de cemento se situará cerca a los 129 USD/t, en comparación con el costo actual que oscila entre los 80 y 85 USD/t [40]. Este aumento en los costos refleja la inversión necesaria para implementar

CCS, el cual tiene el potencial de reducir de manera significativa las emisiones de carbono asociadas con la producción de cemento.

Tabla 2. Alternativas tecnológicas para la reducción de emisiones en la industria del cemento.

Adaptado de [34]. La tabla sintetiza las opciones tecnológicas evaluadas por la Academia Europea de Investigación del Cemento (ECRA) a 2030-2050 para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones en la producción global de cemento. Incluye tecnologías emergentes que buscan alcanzar cero emisiones netas de CO₂ en la producción de clínker y cemento.

Tecnología	Reducción de emisiones (kg CO ₂ /t de Clinker)	Nivel de madurez tecnológica (TRL)	Estimación de costo (Hasta)
Mejora de la capacidad de combustión de la mezcla cruda, por ejemplo, a través de mineralizadores.	16	9	0.10-0.56 €/t (operativo)
Cambio de hornos largos a hornos con precalentador/precalcinador.	250	9	70-100 Mio € (inversión)
Modificación del precalentador mediante ciclones con menor caída de presión.	3	9	8-10 Mio € (inversión)
Etapas adicionales del ciclón del precalentador.	9	9	5-8 Mio € (inversión)
Aumento de la capacidad del horno.	18	9	290 Mio € (inversión)
Modernización de un quemador monocanal en un quemador multicanal moderno.	3,3	9	0.5-0.66 Mio € (inversión)
Tecnología eficiente de enfriadores de Clinker.	21	9	1-20 Mio € (inversión)
Recuperación del calor residual: Vapor	12	9	20-30 Mio € (inversión)
Recuperación de calor residual por medio de ciclo Rankine orgánico (ORC)	8	9	15-25 Mio € (inversión)
Recuperación de calor residual: Ciclo Kalina	14	9	20-30 Mio € (inversión)
Materias primas descarboxatadas alternativas para la producción de Clinker.	98	9	0-6 Mio € (inversión)
Cambio de combustible (carbón/ coque de petróleo/ petróleo/ gas/ biomasa pura)	50	9	5-15 Mio € (inversión)
Cámaras de precombustión y gasificación.	22	9	8-12 Mio € (inversión)
Carbonización hidrotermal (HTC) y torrefacción.	50,6	7 (>8 2025)	4.5-7.8 €/t (operativo)
Uso de hidrógeno como combustible.	30	6 (>8 2040)	2.3-4.5 €/t (operativo)
Finos de concreto reciclado como materia prima para la producción de clínker.	68	8 (>8 2050)	Reducción de 0.8-0.2 €/t (operativo)
Control avanzado de plantas y sistemas de control compatibles con IA.	11	8-9	0.25-5 Mio € (inversión)
Operación optimizada de una planta de cemento con energía renovable.	8	9	30-40 Mio € (inversión)
Molienda de cemento con molinos de rodillos verticales y prensas de rodillos.	10,1	9	20-30 Mio € (inversión)
Trituración ultrafina y mezcla separadas de cementos.	7,7	4-6 (>8 2030)	52 Mio € (inversión)
Reducción del contenido de Clinker en el cemento mediante el uso de escoria granulada de alto horno.	629	-	5-10 Mio € (inversión)
Reducción del contenido de Clinker en el cemento mediante el uso de puzolanas naturales.	251	9	8-12 Mio € (inversión)
Reducción del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de puzolana natural calcinada	205	9	20-40 Mio € (inversión)

Tecnología	Reducción de emisiones (kg CO ₂ /t de Clinker)	Nivel de madurez tecnológica (TRL)	Estimación de costo (Hasta)
Reducción del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de piedra caliza u otros materiales.	251	9	8-12 Mio € (inversión)
Cementos con muy alto contenido de caliza.	375	5 (>8 2025)	8-12 Mio € (inversión)
Finos de concreto reciclado como componente del cemento.	184	6 (>8 2030)	Reducción de 0.3-2.3 €/t (operativo)
Reducción del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de cenizas volantes.	250	9	8-12 Mio € (inversión)
Electrificación, plasma y otras tecnologías.	296	4 (>8 2030-2040)	57-221 €/t (operativo)
CO ₂ uso: Power-to-gas (CH ₄).	20	9	13-26 Mio € (inversión)
CO ₂ uso: Transformación de líquidos (metanol).	54	8 (>8 2025)	Hasta 196 Mio € (inversión)
CO ₂ uso: Captura de algas y producción de combustible, biocombustibles.	750	7 (>8 2030)	-

3.5. Barreras y políticas para la implementación de alternativas

En las rutas de descarbonización de las industrias intensivas en el consumo de energía, se han identificado alternativas con alto potencial para mitigar el impacto ambiental. Sin embargo, la implementación efectiva de estas soluciones enfrenta diversos desafíos. La superación de estas barreras requiere políticas sólidas y efectivas que fomenten la adopción de estas alternativas de descarbonización. En esta sección, se describen seis categorías de barreras definidas por Griffiths et al. [41] y los mecanismos pertinentes que pueden apoyar la producción y el consumo de cemento y productos de hormigón descarbonizados. Aunque muchas de estas barreras y políticas son transversales y podrían aplicarse a otras industrias intensivas en uso de energía, en esta sección solo se considera su aplicación en la industria cementera.

3.5.1. Barreras para la descarbonización de la industria cementera

Las seis categorías de barreras definidas por Griffiths et al. [41] son las siguientes:

- Barreras institucionales

Entre las barreras institucionales identificadas, la falta de políticas y marcos normativos relativos al costo integrado de las externalidades de la producción de cemento es considerada una de las limitantes más significativas. En primer lugar, los mecanismos de fijación de precios del carbono aún se están estableciendo en los mercados mundiales, y los incentivos financieros para la tecnología de CCS en esta industria no están armonizados, lo que limita los casos de inversión en la tecnología. En segundo lugar, la falta de armonización en los marcos regulatorios entre países dificulta la promoción de productos de cemento con bajas emisiones de carbono. Esto provoca discrepancias en la manera en que se calculan las emisiones evitadas. Aunque existe un riesgo de “fuga de carbono” en el comercio internacional de estos productos, este riesgo es más relevante en otras industrias más globalizadas. Además, la falta de distinción clara en los mercados, entre productos con bajas emisiones de carbono y los convencionales es un obstáculo significativo.

La estandarización de los productos de cemento varía entre países, y nuevos cambios en el factor clínker pueden carecer de regulaciones uniformes para su uso comercial. Esta diversidad en las

normativas puede deberse a diferentes niveles de control de calidad y validación de rendimiento necesarios para cumplir con los estándares. Esto puede limitar la adopción de fórmulas alternativas [42]. La inconsistencia en la aplicación y revisión de estándares para productos de cemento y hormigón puede restringir la entrada al mercado de productos innovadores bajos en carbono. Por ejemplo, las normativas que limitan el tipo de cemento en las mezclas de hormigón y las que exigen un factor clínker mínimo en el cemento, son ejemplos de esto. Además, la inercia en el uso final, influenciada por la aversión al riesgo y la lenta actualización de códigos de construcción, son una clara evidencia de la insuficiencia de las regulaciones actuales. Se requiere desarrollar marcos normativos que contemplen diversas alternativas de productos de cemento y hormigón en un mismo mercado, armonizando estas regulaciones a través de las fronteras [43].

La falta de políticas claras y la limitada aplicación de tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCUS) es otra barrera importante para la amplia adopción de estas tecnologías, que como se evidencia en la Figura 10, son cruciales para reducir las emisiones en la producción de cemento. Es necesario establecer marcos legales y regulatorios para el CCUS, que aborden aspectos operativos, de seguridad, salud y medio ambiente. La ausencia de estas normativas podría generar resistencia por parte de los operadores y desmotivar su adopción.

Finalmente, es esencial resaltar la influencia significativa de las políticas de Investigación y Desarrollo (I+D) y el respaldo institucional destinado a fomentar la innovación. Estos factores desempeñan un papel crítico, debido a que, en su ausencia, el nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) de las alternativas tecnológicas mencionadas en este reporte carecería de un desarrollo adecuado para una adopción oportuna y efectiva. En este sentido, las políticas de I+D y el apoyo institucional generan las condiciones necesarias para que las soluciones tecnológicas evolucionen y alcancen el grado de preparación necesario para su implementación exitosa.

- **Barreras relacionadas con la infraestructura**

La viabilidad de aprovechar el calor residual generado durante la producción de cemento no solo está ligada a las instalaciones de la fábrica, sino también a la presencia de una infraestructura adecuada para exportar esta energía sobrante. Es decir, si no es factible usar ese calor en el mismo lugar y no existen opciones para venderlo a otros lugares, puede resultar inviable económicamente recuperar estos flujos de calor residual.

Los desafíos para implementar CCS se debe principalmente a restricciones geográficas, como la limitada disponibilidad de sitios de almacenamiento geológico, la falta de oportunidades debido a la dispersión y distancias de las operaciones de las plantas de cemento [41]. En relación con la transmisión y distribución del CO₂, tanto para su almacenamiento como para su uso, las limitaciones espaciales y temporales pueden surgir por problemas de infraestructura, lo que resulta en una adopción desigual de la tecnología CCS.

- **Barreras tecnológicas**

Si se superan las barreras institucionales y de infraestructura, aún pueden persistir restricciones de tipo tecnológico. Por ejemplo, la generación de calor residual se produce en todos los procesos unitarios utilizados en la fabricación de cemento. Específicamente en el horno, esta energía

residual sin aprovechar puede constituir hasta el 51% del calor total requerido para el proceso. Sin embargo, un estudio realizado por Söğüt et al. [44] reveló que solo el 5% de este calor residual puede ser recogido y utilizado a través de equipos de recuperación de calor.

Además, aunque aumentar el uso fuentes renovables en una instalación industrial para reemplazar los combustibles fósiles convencionales es una estrategia efectiva para reducir las emisiones en otras industrias pesadas, en la fabricación de cemento, el cambio de combustible no impacta directamente en las emisiones del proceso. Por lo tanto, el efecto en las emisiones de esta alternativa en la producción de cemento es limitado [42]. Aunque las energías alternativas juegan un rol significativo en disminuir las emisiones generadas por combustibles fósiles, su adopción se enfrenta a desafíos adicionales.

También hay obstáculos de naturaleza tecnológica en las estrategias CCS. Específicamente, la quema de combustibles para producir calor resulta en una dilución de CO₂ en los gases de escape, lo que lleva a una eficiencia limitada en la captura del carbono.

- **Barreras gerenciales y organizacionales**

Las industrias intensivas en consumo de energía generalmente operan en mercados altamente competitivos con márgenes de beneficio estrechos [45]. En este contexto, tomar decisiones basadas únicamente en consideraciones financieras podría resultar en la continuación de la operación de instalaciones más antiguas y contaminantes [42].

Otra limitación organizacional es la ausencia de profesionales altamente capacitados o adecuadamente entrenados para implementar, mantener y operar tecnologías con bajas emisiones de carbono o métodos de proceso alternativos. Con respecto a la tecnología de CCS, por ejemplo, hay una carencia de experiencia en la operación a gran escala que debe ir supliéndose a medida que la tecnología alcanza niveles de madurez suficiente [46].

- **Barreras financieras y económicas**

La mayor parte de las medidas de eficiencia energética que optimizan los gastos operativos ya han sido extensamente implementadas. Estas acciones no fueron impulsadas por preocupaciones medioambientales, sino por el ahorro económico asociado al proceso. En comparación, los aumentos mínimos de eficiencia energética resultantes de la recuperación de calor residual a temperaturas bajas y medias se consideran más restringidos y, en consecuencia, se aplican con menor frecuencia.

La carencia de incentivos financieros puede en ocasiones atribuirse a los precios bajos de la energía, ya sea debido a subsidios gubernamentales o a la disponibilidad de recursos fósiles económicos. Esto ha creado una barrera significativa para la adopción de mejoras de eficiencia energética en industrias de países donde los costos energéticos son artificialmente bajos [[41]. Esta limitación es más notoria en industrias como la cementera, debido a que los directivos podrían sentir menos motivación debido al bajo beneficio económico anticipado por la mejora de la eficiencia energética. Como resultado, pueden preferir invertir en ampliar la capacidad de producción para responder a las demandas del mercado [42].

La duración habitual de operación de las plantas de cemento es extensa, con ciclos de inversión que van de 20 a 40 años. Debido a esto, la sincronización, o la falta de sincronización, entre el nivel de desarrollo tecnológico y las oportunidades de inversión de largo plazo se convierten en un obstáculo significativo para implementar las alternativas de descarbonización en estas industrias [47].

- **Barreras en el uso final**

Para lograr mejoras en la utilización de cemento, se requerirán cambios sustanciales en las normas de construcción, enfocados en la reutilización y el reciclaje (economía circular). Sin embargo, la resistencia al cambio debido a la arraigada forma de trabajar en la construcción y la resistencia a la implementación de métodos y tecnologías innovadoras pueden limitar o incluso bloquear la adopción de alternativas de descarbonización que podrían generar un impacto significativo [42].

3.5.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria cementera

La planificación estratégica e instrumentos políticos y normativos desempeñan un papel fundamental en la preparación del sector para un despliegue tecnológico completo y la implementación de alternativas maduras a escala comercial. Las medidas políticas para la industria del cemento incluyen:

- **Precios al Carbono**

Los sistemas de precios al carbono tienen el potencial de ofrecer motivaciones significativas para la implementación de alternativas de descarbonización. Sin embargo, esta medida podría generar dos situaciones: primero, los mercados actuales podrían no ser capaces de alcanzar los volúmenes de producción necesarios según los mecanismos precios de carbono; segundo, podrían surgir “fugas de emisiones” debido a la importación de productos de cemento con una alta huella de carbono incorporada [48]. Estos costos adicionales podrían afectar la competitividad de los productos en los mercados internacionales, especialmente si los competidores extranjeros no están sujetos a las mismas regulaciones ambientales [49].

En el contexto de esta industria, que es una de las más vulnerables debido a su alta dependencia de fuentes intensivas en carbono en los procesos de producción, esta situación se hace especialmente evidente en la etapa de calcinación. La calcinación es una fase crítica en la producción de clínker y presenta un punto crítico en términos de emisiones de CO₂. Durante la calcinación, la materia prima se calienta a temperaturas considerablemente altas para formar clínker, liberando cantidades de CO₂ considerables durante el proceso. Esta liberación contribuye sustancialmente a la huella de carbono de la industria del cemento.

La eventual implementación de un mecanismo de fijación de precios al carbono implicaría un aumento en los costos operativos en toda la cadena de producción. Este aumento de costos estaría relacionado con la necesidad de reducir las emisiones de CO₂, lo que podría requerir la adopción de tecnologías más limpias y eficientes, así como la inversión en CCS. Estos cambios operativos, aunque cruciales para reducir la huella de carbono en la industria, también tendrían un impacto en el precio del producto final. Los consumidores podrían enfrentar precios más altos debido a estos costos adicionales, lo que podría afectar la demanda y la competitividad de la industria [50].

- **Ajuste de frontera de carbono: Costo ajustado para productos de cemento importados en función de su intensidad de carbono para evitar la fuga de carbono**

La producción de cemento y hormigón satisface principalmente la demanda local y regional, con un comercio internacional limitado (5-7%) [41]. Sin embargo, el intercambio global de cemento y clínker para cumplir estándares de emisiones locales puede causar "fugas de carbono". Es esencial establecer regulaciones uniformes con normas obligatorias para prevenir distorsiones del mercado y evitar trasladar problemas ambientales a países en desarrollo con menores controles normativos.

- **Estándares de composición y desempeño de producto**

Las regulaciones sobre la composición y el rendimiento de productos son enfoques de control que permiten establecer metas de reducción de emisiones. Las normas de productos pueden definir tecnologías concretas o requisitos de desempeño. Estos tipos de normativas se aplican tanto a la producción de cemento como a la de hormigón, siendo las regulaciones de desempeño más relevantes para los productos de hormigón. Además, se pueden implementar regulaciones que se enfoquen en la implementación de tecnologías de CCS para mitigar las emisiones directas del proceso de producción.

- **Incentivos Financieros (Apoyo a Investigación y Desarrollo, adopción de tecnologías)**

Una forma de motivar la adopción de tecnologías de descarbonización es a través de incentivos económicos como subsidios. Estos pueden adoptar diversas formas, como reembolsos fiscales, créditos, exenciones tributarias, reducciones en costos de financiamiento a través de bancos de desarrollo, y otros tipos de apoyo crediticio. Para promover la investigación y desarrollo (I+D), además de los apoyos financieros mencionados, los gobiernos pueden establecer programas de subvenciones que fomenten la colaboración entre organizaciones, como igualar los fondos para asociaciones público-privadas en I+D [46].

- **Estándares de compras gubernamentales**

Puesto que la demanda de cemento y hormigón por parte de los gobiernos puede ser significativa, llegando a alcanzar hasta el 40% de la demanda total del mercado local, las regulaciones de adquisiciones públicas que favorezcan productos con menor huella de carbono tienen el potencial de motivar considerablemente a las empresas de cemento y hormigón a invertir en medidas de reducción de emisiones. Esto puede ser un fuerte impulso para la adopción de iniciativas de descarbonización por parte de los fabricantes [45]. Por ejemplo, la Administración de Servicios Generales de los Estados Unidos, encargada de establecer regulaciones para las adquisiciones públicas a nivel federal, va a requerir que los proveedores utilicen productos de hormigón con una menor cantidad de emisiones de CO₂ incorporadas. Desde marzo de 2022, Estados Unidos ha anunciado que los productos de hormigón susceptibles de ser adquiridos por contratistas del gobierno federal deben tener emisiones de carbono a lo largo de toda su cadena de producción al menos un 20% más bajas que los límites nacionales actuales para la composición del hormigón [41].

4. INDUSTRIA DEL HIERRO Y ACERO

La industria siderúrgica es altamente intensiva en energía representando cifras cercanas al 22% del consumo de energía global en el sector industria y cerca del 8% del uso total final de energía en 2019. Esta industria depende en gran medida de combustibles fósiles como el carbón, el cual representa alrededor del 75% del uso de energía en el sector, mientras que la electricidad y gas natural cubren el 25% restante con una participación similar. En lo que respecta a emisiones, a nivel global es responsable de alrededor de 2,6 Gt de emisiones directas de CO₂ lo que equivale al 7% de emisiones de CO₂ y cerca del 28% en el sector industrial [2]. En las siguientes secciones se abordará este sector indicando en primera medida su proceso de producción, luego el uso de energía y emisiones asociadas, para finalmente indicar el caso de ALC y su comparación con la industria siderúrgica global.

4.1. Descripción general del proceso de producción hierro y acero

En la producción de acero se emplean principalmente dos rutas: el alto horno - horno básico de oxígeno (BF/BOF) y el horno de arco eléctrico (EAF) [4]. La ruta BF/BOF representa cerca del 70% de la producción global de acero [4]. En esta ruta, el mineral de hierro se somete a reducción en el alto horno y luego se refina en el horno básico de oxígeno para obtener acero bruto. Dado que estas etapas de proceso requieren temperaturas elevadas (1100 – 1600 °C) es común utilizar combustibles fósiles, lo que convierte a esta ruta en la de mayores emisiones de CO₂. En contraposición, la ruta de horno de arco eléctrico (EAF) resulta en una notoria reducción de emisiones específicas en comparación con la ruta BF/BOF como consecuencia del uso del arco eléctrico como fuente de calor. En esta ruta se emplean chatarra de acero, hierro de reducción directa (DRI) o hierro caliente como materia prima. Cabe destacar que la combinación DRI/EAF no requiere fundir el mineral de hierro en la primera etapa, sino una reducción en estado sólido mediante una mezcla de H₂ y CO, generalmente derivados del gas natural seguido de la fundición en el horno de arco eléctrico. Aproximadamente el 5% de la producción global de acero se basa en esta ruta [4], [51]. Un resumen gráfico de estas rutas de producción de acero se muestra en la Figura 11.



Figura 11. Rutas de proceso de producción de acero.

Adaptado de [4], [52]. Se ilustran los procesos principales para la manufactura de acero: el proceso integrado mediante alto horno/horno básico de oxígeno (BF/BOF), con el mineral de hierro como fuente principal de hierro; y la ruta de fabricación basada en el horno de arco eléctrico (EAF), en el cual los materiales de partida son chatarra de acero o el hierro de reducción directa (DRI).

4.2. Función de producción: Consumo de energía y emisiones del sector

La siderurgia constituye una de las fuentes principales de emisiones de CO₂ en el sector industria. A nivel global, este sector genera alrededor de 3 Gt CO₂/año, equivalente al 8% de las emisiones antropogénicas de CO₂ y al 26% de las emisiones del sector de industrias intensivas en consumo energético [4]. Estas emisiones son consecuencia directa de la elevada necesidad energética del proceso de producción de acero, mayormente satisfecha por la combustión de carbón. De hecho, la producción de acero da cuenta del 75% del consumo total de carbón en la industria [51]. En el año 2019, el consumo energético de la industria siderúrgica alcanzó alrededor de 630 Mtoe, equivalente a cerca del 15% de la demanda global de carbón [51]. Respecto al consumo de electricidad, el consumo total fue de aproximadamente 1230 TWh en ese mismo año [51]. La Figura 12 y la Figura 13 muestran la distribución típica de la demanda de energía en el proceso de producción de acero, así como los niveles de emisiones y el consumo energético característico de las diferentes rutas de producción de acero.

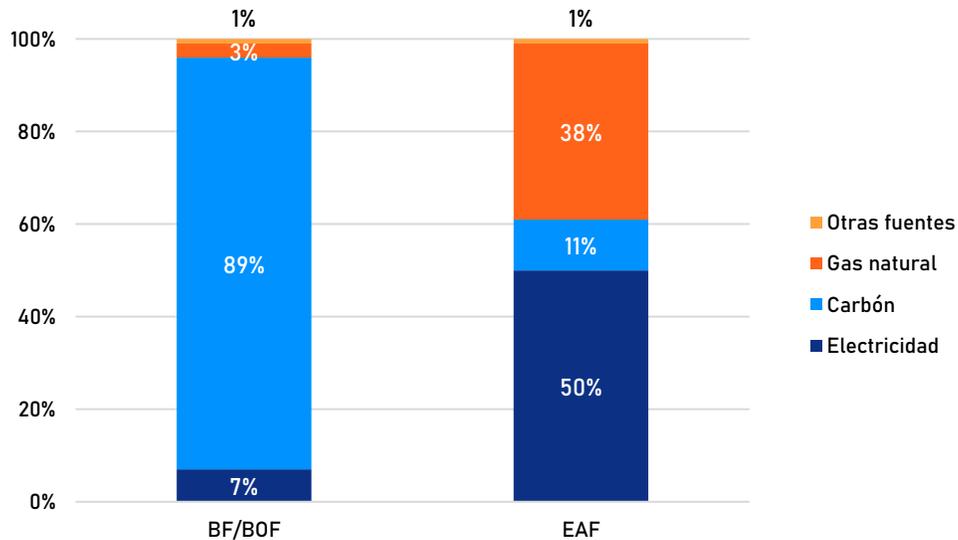


Figura 12. Perfil de demanda energética en la producción de acero según la ruta de producción [53].

La figura muestra que la ruta de producción BF/BOF se distingue por su alto consumo de combustibles fósiles, constituyendo más del 90% entre carbón y gas natural de la demanda de energía del proceso. En contraste, en la ruta de producción EAF esta proporción disminuye a menos del 50%, generando un impacto favorable en el factor de emisiones asociado a esta vía de producción.

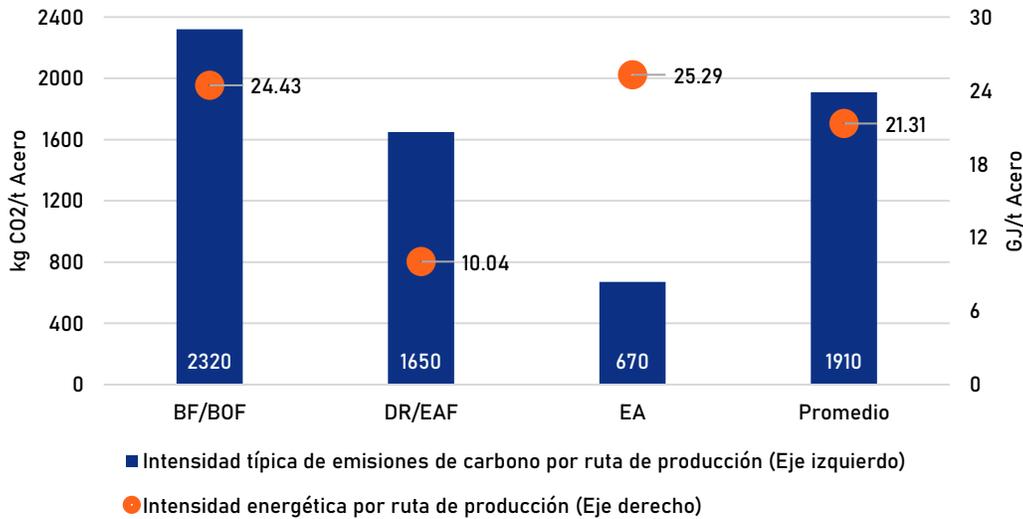


Figura 13. Intensidad de emisiones específicas de diferentes rutas de producción de acero en el año 2021 [54]. El uso intensivo de combustibles fósiles de la ruta BF/BOF resulta en una mayor intensidad de emisiones específicas en comparación con las rutas electrificadas (2320 a 670-1650 kgCO₂/t de acero). No obstante, la ruta con horno eléctrico muestra un considerable consumo de energía eléctrica, cuyo impacto en emisiones variará según la composición de la matriz energética del sector, que en ALC presenta una considerable participación de fuentes renovables.

De acuerdo con los datos presentados en la Figura 12 y Figura 13, se aprecia una disparidad significativa en las emisiones de CO₂ entre la producción de acero a través de la ruta BF/BOF y la ruta EAF. Esta diferencia se atribuye principalmente al uso de carbón en el alto horno de la ruta BF/BOF, lo cual ocasiona la liberación de cantidades sustanciales de CO₂. En contraste, la ruta EAF emplea electricidad en el horno de arco eléctrico, que, a pesar de producir un consumo considerable de energía, puede conllevar a una menor huella de carbono. Es relevante mencionar que la producción de acero a través de rutas primarias, que dependen principalmente de mineral de hierro, es aproximadamente ocho veces más intensiva en consumo de energía en comparación con la producción basada en chatarra [54].

4.3.Caso América Latina y el Caribe de la industria siderúrgica

A nivel global, la contribución de ALC a la producción de acero es relativamente modesta, constituyendo alrededor de 4% en de la producción total, mientras que China ostenta una posición preponderante con más de 50% de la producción total [55]. En ALC, Brasil y México son los principales productores, al abarcar conjuntamente más del 80% de la producción total [56], seguidos por Argentina, Colombia y Perú. La Figura 14 muestra la distribución de la producción de acero tanto a escala global como en ALC.

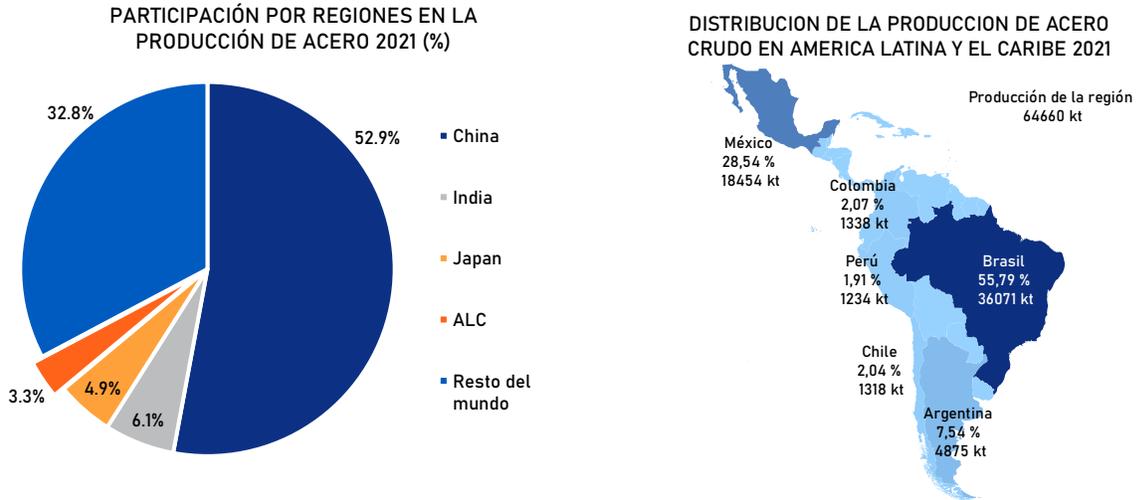


Figura 14. Distribución de la producción de acero a nivel global y regional. Adaptado de [55], [56]. A nivel global, la contribución de ALC a la producción de acero es limitada, representando apenas el 4% del total, en contraste con la posición dominante de China, que aporta más del 50%. A escala regional, Brasil y México lideran, sumando más del 80% de la producción total, seguidos por Argentina, Colombia y Perú.

El panorama de las rutas de producción de acero revela considerables disparidades en diferentes regiones del mundo. En China, que es el mayor productor mundial con más del 50% de la producción total de acero, la proporción de acero producido mediante el proceso de horno de arco eléctrico (EAF) representa menos del 15%, indicando una marcada preferencia por las tecnologías BF/BOF [57]. En contraposición, en ALC se configura un escenario diferente. Las rutas BF/BOF (alto horno/horno de oxígeno básico) y EAF exhiben proporciones similares. Sin embargo, Brasil sobresale como una excepción, con una participación considerable de producción a través de la ruta BF/BOF. Esta diferencia en rutas de producción puede ser atribuida a la disponibilidad y la tradición de utilizar coque como reductor en los altos hornos del país. En contraste, el resto de los países de la región han optado mayoritariamente por la ruta EAF, que representa más del 50% de su producción total de acero [57]. Por ejemplo, en el caso de México, la preferencia del uso del proceso EAF, con más del 80% de participación, puede estar relacionado con factores como la disponibilidad de chatarra de acero como materia prima. Para tener una visión más clara de la distribución de estas rutas de producción en ALC, se presenta en la Figura 15 la proporción en la utilización de las tecnologías BF/BOF y EAF en los distintos países de la región.

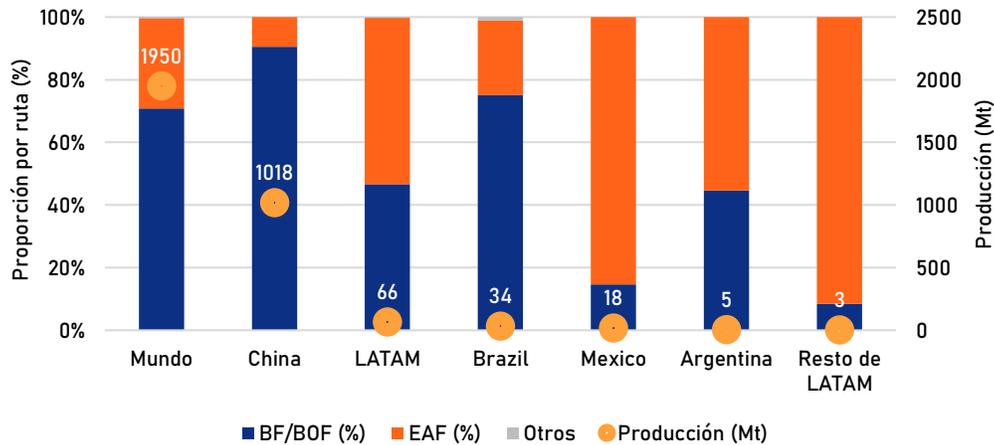


Figura 15. Distribución de la producción de acero según la ruta tecnológica.

Adaptado de [57]. En el caso de China, país líder con más del 50% de la producción global, el proceso de horno de arco eléctrico (EAF) es menos utilizado, representando menos del 15%, dando prioridad a las tecnologías BF/BOF. En América Latina (LATAM), la distribución entre las rutas BF/BOF y EAF es más equilibrada, excepto en Brasil, donde la producción BF/BOF es significativa debido a la tradición de usar coque en altos hornos. En contraste, en México se usa principalmente la ruta EAF, representando más del 80% de su producción, debido a la alta disponibilidad de chatarra.

La predominancia de la ruta de producción EAF en ALC, se refleja en las emisiones específicas de la región. En comparación con el promedio global, las emisiones específicas en ALC se posicionan por debajo de esta referencia, siendo significativamente menores a las del mayor productor mundial, donde prevalece la ruta BF/BOF. Estos resultados se plasman en la Figura 16, que ilustra cómo el enfoque de la región en la ruta EAF ha contribuido a reducir las emisiones específicas de CO₂ en la producción de acero en comparación con otras regiones, a pesar de que la diversidad en la antigüedad de las plantas, como se evidencia en la Figura 17. Este resultado sugiere que la elección de tecnologías más limpias y eficientes, como EAF, puede ser un factor clave para mejorar la sostenibilidad y la reducción de emisiones en la industria siderúrgica en ALC. Por supuesto, esta ruta está sujeta al reciclaje y disponibilidad de chatarra.

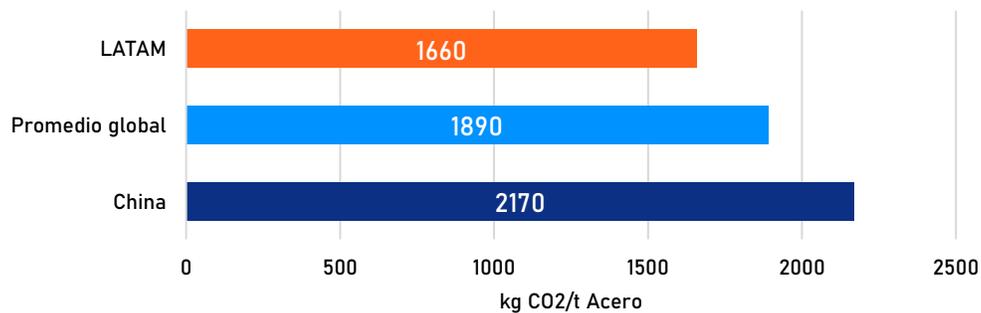


Figura 16. Emisiones específicas por región [58].

Esta figura muestra que las emisiones específicas de Latinoamérica se sitúan por debajo del indicador global, y están significativamente por debajo del mayor productor mundial, donde la ruta de producción por BF/BOF es predominante. Se precisa que los datos pertenecen a América Latina (LATAM) y no incluye la participación del caribe.

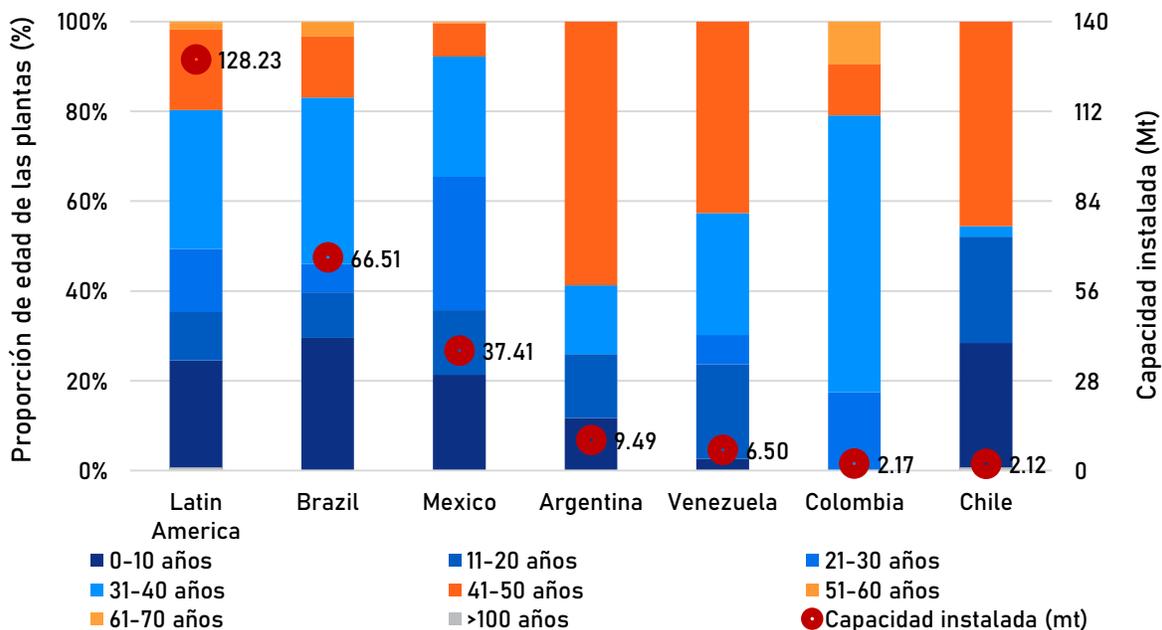


Figura 17. Edad de las plantas de hierro y acero de los principales productores de la región. Adaptado de [7], [9], [10]. La figura ilustra la diversidad en la antigüedad de las plantas en ALC, con aproximadamente el 50% teniendo menos de 30 años. Sin embargo, el rendimiento de emisiones de la región es superior al promedio global.

4.4. Estrategias de descarbonización, nivel de madurez tecnológica actual (TRL) y costos asociados

La industria siderúrgica está concentrando sus esfuerzos en la implementación de estrategias para mitigar sus emisiones e impacto ambiental. Entre estas estrategias se destaca la eficiencia en el uso de materiales, que puede ayudar a reducir el crecimiento de la demanda global de acero mientras se mantienen los mismos servicios materiales. En el corto plazo, se espera que las mejoras en el rendimiento tecnológico y la eficiencia en el uso de materiales sean responsables del 90% de la reducción de emisiones para el año 2030. Sin embargo, a largo plazo, se espera que tecnologías como CCUS y el uso de hidrógeno logren altas contribuciones [51].

Según la hoja de ruta para hierro y acero de la IEA [51], se proyecta una reducción del 14% en el consumo de energía para la producción de acero para el año 2050. Este horizonte también contempla un cambio significativo en la participación de diversos combustibles, promoviendo el uso de combustibles alternativos y la bioenergía. Con esto, se anticipa una disminución del uso del carbón en un 40% para el año 2050, mientras que la demanda de electricidad se duplicará, impulsada por la promoción de la ruta de arco eléctrico. Asimismo, se prevé que el 30% de esta electricidad se use para la generación de hidrógeno verde en 2050 [51].

En este contexto, cobra vital importancia el papel de la innovación, en particular de tecnologías que aún se encuentran en un bajo nivel de madurez tecnológica y que se espera que cubran alrededor de una cuarta parte de la producción primaria de acero en 2050. La Tabla 3 detalla los objetivos y estrategias contemplados según la IEA para alcanzar el escenario de bajas emisiones en la industria siderúrgica.

Las estrategias trazadas para la descarbonización centran sus esfuerzos a corto y largo plazo en la descarbonización del sector. Una de estas estrategias es mejorar la eficiencia del material empleado para la producción de hierro y acero, mediante el uso de chatarra. Asimismo, se proyecta el uso de sustitutos del carbono fósil como el biocarbón producido a partir de biomasa [4]. También se prevé una mayor participación de tecnologías que incrementan la eficiencia energética de los procesos. Esto incluye estrategias de reducción de la intensidad energética con ayuda del mejoramiento de las instalaciones o tecnologías para aprovechar el calor residual. Una estrategia adicional que tiene un marcado protagonismo a 2050 son las tecnologías de CCUS con una participación del 16 % en la reducción de emisiones.

Tabla 3. Resumen de alternativas tecnológicas para alcanzar cero emisiones a 2050 en la industria siderúrgica. Adaptado de [24], [51]. La tabla muestra las opciones para la descarbonización de la industria siderúrgica, de acuerdo con la hoja de ruta de la Agencia Internacional de la Energía, así como su indicador esperado a 2050, su nivel de madurez actual y potencial de reducción de emisiones.

	Objetivo a 2050	TRL	Potencial reducción de emisiones
Mejora de la eficiencia energética (Uso de las mejores tecnologías actuales).	12 GJ/t Acero	8 - 9	15% - 20%
Electrificación.	Priorizar producción vía EAF y de procesos auxiliares	4	98%
Cambio de combustible por demanda de calor a biocombustible o electricidad.	Uso de carbón < 40% en el mundo y < 25% en Latinoamérica	8 - 9	-
Uso de hidrógeno.	5 Mt (2019) a 16 Mt (2050)	4 - 7	95%
Bioenergía	>17% en Latinoamérica	7 (Alto horno: Biomasa torrefactada). 10 (Alto horno: Carbón vegetal).	-
Otros combustibles alternativos.	>15% en Latinoamérica	9	-
Captura y almacenamiento de carbono (CCS) o captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).	400 MtCO ₂ /año	5 - 9	21%

Se espera que con la implementación de estas estrategias las emisiones acumulativas se reduzcan significativamente para el año 2050. Los principales impulsores de esta reducción son la eficiencia en el uso de materiales, las mejoras en el rendimiento tecnológico y la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCUS), como se muestra en la Figura 18.

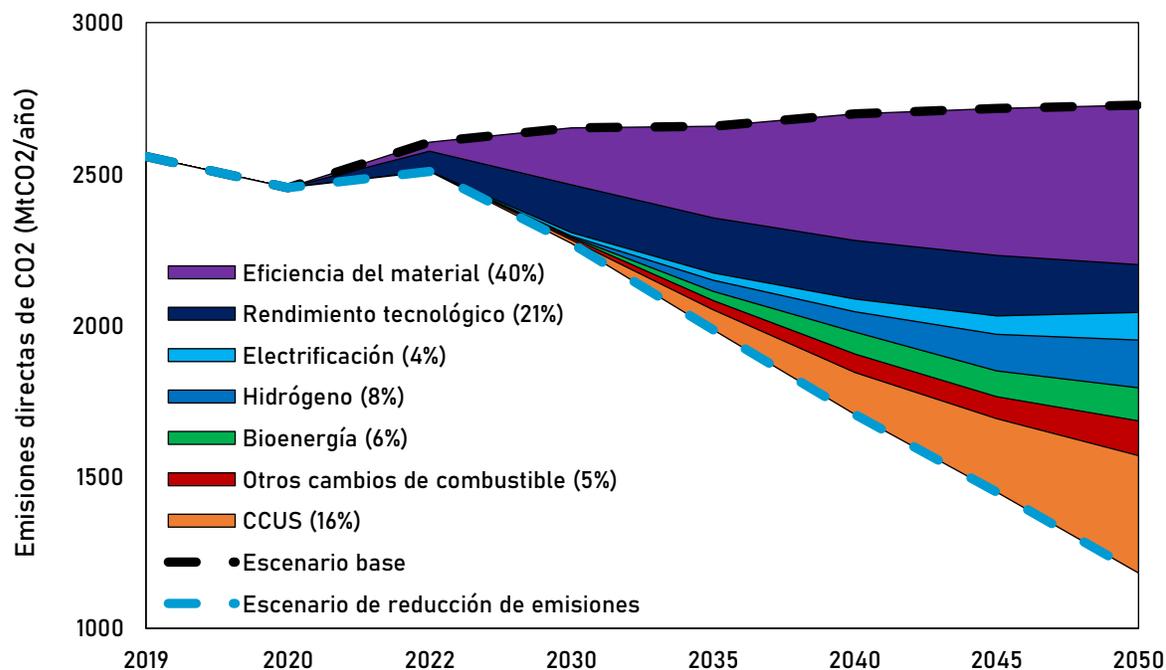


Figura 18. Escenario de reducción de emisiones a 2050 de la industria siderúrgica.

Adaptado de [51]. La figura muestra que las mejoras en el rendimiento de tecnologías y la eficiencia en el uso de materiales son de gran importancia en los próximos años, con más del 90% de la reducción de emisiones directas antes de 2030. A largo plazo, se requieren tecnologías innovadoras como la captura de carbono y el uso del hidrógeno.

Con base en estas estrategias la Tabla 4 hace un barrido por las potenciales tecnologías de descarbonización, nivel de madurez tecnológica y el año estimado en que estarán disponibles para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones hacia el año 2050.

Tabla 4. Estado de las principales tecnologías de reducción de emisiones en el sector siderúrgico [51].

La tabla resume las opciones tecnológicas evaluadas por la Agencia Internacional de la Energía para reducción de emisiones en la producción de acero.

Tecnología	TRL	Año disponible (importancia para cero emisiones netas)
CCUS		
Alto horno: enriquecimiento de hidrógeno de los gases residuales y/o eliminación de CO ₂ para su uso o almacenamiento	5	2030 (Muy alta)
Alto horno: conversión de gases de escape en combustibles	8	Actual (Medio)
Alto horno: conversión de gases de escape en productos químicos	7	2025 (Medio)
DRI: A base de gas natural con captura de CO ₂	9	Actual (Muy alta)
Reducción de fundición: con CCUS	7	2028 (Muy alta)
Hidrógeno		
Alto horno: mezcla electrolítica de H ₂	7	2025 (Medio)
DRI: a base de gas natural con altos niveles de mezcla electrolítica de H ₂	7	2030 (Alto)
DRI: Basado únicamente en H ₂ electrolítico	5	2030 (Muy alto)
Reducción de fundición: reducción de plasma H ₂	4	- (Medio)
Procesos auxiliares: H ₂ para calor a alta temperatura	5	2025 (Alto)

Tecnología	TRL	Año disponible (importancia para cero emisiones netas)
Electrificación directa		
Electrólisis: Baja temperatura	4	- (Medio)
Electrólisis: óxido fundido a alta temperatura	4	- (Medio)
Bioenergía		
Alto horno: Biomasa torrefactada	7	2025 (Medio)
Alto horno: Carbón vegetal	10	Actual (Medio)

Tabla 5 muestra que la adopción de rutas de producción de acero basadas en hidrógeno electrolítico (TRL 5) y su combinación con gas natural (TRL 7), junto con el uso de chatarra y hornos de arco eléctrico, son de suma importancia para lograr una reducción significativa de las emisiones de carbono hacia el año 2050 [51]. Estas tecnologías emergentes desempeñan un papel fundamental y se espera que se conviertan en la principal vía de producción para cumplir con el objetivo de alcanzar cero emisiones netas a mediados de siglo [59].

La proyección de los costos nivelados de producción de acero por tecnología se muestra en la Figura 19. Se anticipa una implementación de tecnologías CCS y CCUS en el horizonte de mediano plazo y hacia la mitad del presente siglo como estrategias clave para la descarbonización, así como la producción de acero mediante la tecnología DR/EAF que emplea hidrógeno como combustible. Esto dará lugar a un aumento en los costos en comparación con las tecnologías que carecen de CCS, aun cuando estas últimas se verán penalizadas por las diferentes regulaciones a la emisión de carbono. Sin embargo, es importante destacar que, en el contexto de tecnologías con medidas de descarbonización incorporadas, se espera que los costos nivelados sean inferiores a medida que nos acercamos a 2050.

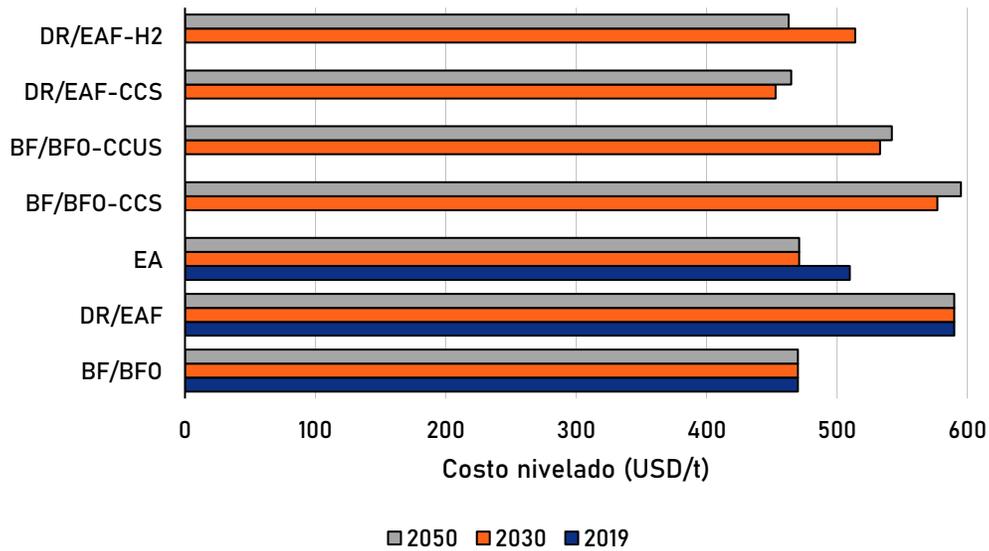


Figura 19. Proyección del costo nivelado del Acero hasta 2050.

Realizado con datos de [51]. En esta figura, se representa el costo nivelado de diversas rutas tecnológicas utilizadas en la producción de acero. La gráfica destaca cómo algunas de estas rutas comenzarán a alcanzar un estado comercial a partir del año 2030. Además, se observa la evolución de los costos asociados a tecnologías convencionales que optan por medidas de CCS y utilización de dióxido de carbono CCUS.

4.5. Políticas actuales, futuras y barreras para la implementación

4.5.1. Barreras para la descarbonización de la industria del acero

Las barreras en esta industria tienen diferentes dimensiones, tales como, tecnológica, de información, económica, de comportamiento, organizacional y de competencias [60]. A

continuación, se describe una serie de barreras que pueden dificultar la descarbonización de la industria de hierro y acero:

- **Barreras financieras y económicas**

Para compañías productoras de acero y otros metales, es complejo respaldar los altos costos iniciales de capital en proyectos de reducción de emisiones que tienen un alcance limitado y pocos datos operativos que evidencian el éxito de los proyectos. Adicionalmente, la larga vida útil de las plantas siderúrgicas y la variabilidad de los precios también dificultan la incorporación de medidas de reducción de emisiones mientras se están construyendo y desarrollando las instalaciones [61]. La transformación de las operaciones también presenta retos importantes en su implementación, debido a que adaptar los procesos a nuevas tecnologías sin contar con estímulos externos aumenta los gastos operativos [60].

- **Barreras organizacionales y gerenciales**

La industria siderúrgica también presenta barreras organizacionales y gerenciales, a pesar de ser un sector industrial consolidado. Su naturaleza de oligopolio e intensivo en costos de capital actúan como barreras para la transformación de una industria de bajas emisiones de carbono, aunque existen oportunidades para que las empresas inviertan en proyectos de investigación y desarrollo. Por otra parte, la incertidumbre en los precios futuros de la energía y los riesgos asociados obstaculizan la inversión activa en la descarbonización [62]. Otros factores, como la baja rentabilidad, la falta de información sobre oportunidades para mejorar la eficiencia energética, los posibles costos ocultos y el riesgo técnico impactan en la decisión de invertir en medidas de reducción de emisiones o eficiencia energética [63].

- **Barreras de comportamiento**

Estilos de vida influenciados por la expansión de la urbanización en países, y a su vez en la modernización de ciudades han contribuido a un mayor consumo del acero. En contraparte, este metal tiene una vida útil en relación con otros bienes de consumo, necesitando hasta cien años o más para su reciclaje o sustitución en edificios, puentes e infraestructuras. Sólo algunos productos metálicos para la vida cotidiana, como las latas de acero y las barras de hierro, tienen una vida útil corta. En este sentido, el reciclaje, la sustitución y el acero secundario tienen naturalmente un desfase temporal y, por tanto, su circularidad es limitada, aunque tienen un potencial global significativo [60].

4.5.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria del acero

Para superar las barreras existentes en la descarbonización de la industria del acero es necesario también el desarrollo de instrumentos políticos y normativos que permita aprovechar las diversas opciones tecnológicas innovadoras para esta industria, y que fueron enunciadas la sección 3.4. Muchas de estas políticas, tales como precios al carbono y estándares de eficiencia energética y de emisiones, son transversales y han mostrado ser eficaces en sectores industriales intensivos en energía. Para la industria del acero se identificaron las siguientes:

- **Fijación de precios al carbono**

Fijación de precios por emisiones de carbono, a nivel nacional y/o regional, incluidos impuestos directos sobre el carbono y esquemas de transacción de emisiones (*Emission Trading Schemes, ETS*) que permitan establecer un mercado de permisos de emisiones de carbono, con la concesión de algunos derechos de emisión [60].

La eventual implementación de un impuesto al carbono en esta industria tendría varios impactos significativos. Por un lado, se prevé un aumento en los costos de producción, especialmente en la producción de acero mediante BF/BOF. Por otro lado, este impuesto al carbono actuaría como estímulo para las inversiones en tecnologías de bajas emisiones como EAF, mientras que las inversiones en el proceso de BOF serían considerablemente afectadas. Además, se esperaría una sustitución del uso de hierro en bruto hacia una utilización más intensiva de chatarra, lo cual podría aumentar los precios de chatarra y debilitaría la competitividad de los productores de acero de EAF [64]. En lo que respecta a la producción a través del proceso DR-EAF, la competitividad de esta tecnología, considerando su factor de emisión, sería relevante en un escenario con CCS o la incorporación de H₂, ya que la posterior implementación de un precio al carbono penalizaría en mayor medida a esta ruta que la EAF [65]. Estos cambios repercuten a su vez en los consumidores.

- **Programas de eficiencia energética**

Desarrollo de programas a nivel nacional y regional, e iniciativas voluntarias destinadas a promover prácticas y procesos de eficiencia energética. La implementación de políticas de eficiencia energética para reducción de emisiones, además de esperar que generen ganancias futuras también deben buscar co-beneficios que promuevan decisiones de inversión. Es el caso de la industria del acero, donde se ha identificado que incrementos en la eficiencia energética también resulta en mejoras en la productividad. Adicionalmente, el enfoque implementado tradicionalmente para estándares de eficiencia es basado principalmente en tecnologías. Sin embargo, para estas industrias el enfoque debe evolucionar y centrarse más en desempeño y objetivos específicos. Los estándares a nivel de componentes también se han transformado a estándares a nivel de sistemas, que suministran, por ejemplo, fluidos o energía. En la industria del acero, aunque el resultado no es un servicio, se puede extender su alcance a limitar el uso de energía o emisiones por unidad de materias primas producidas para distintos grados de acero [60], [66].

- **Apoyo a proyectos de investigación, desarrollo y demostración**

Políticas que promuevan la creación de programas para la investigación, desarrollo y demostración en la industria del acero puede contribuir con el desarrollo de nuevas tecnologías y procesos, así como a direccionar barreras en el escalamiento de procesos existentes. Para el desarrollo de estas políticas el rol de gobiernos locales y federales es clave, en la creación de instituciones que lleven a cabo I+D en cooperación con compañías privadas, el sector público y académico [66]. Algunas de las iniciativas para promover la transición hacia una industria siderúrgica más sostenible se enuncian a continuación:

Normativa sobre emisiones de GEI: Restricciones a las emisiones, como la prohibición de revestir en altos hornos.

Incentivos y garantías de energías renovables: Incentivos gubernamentales directos para aplicaciones de energías renovables a escala industrial, como bombas de calor, biogás o biomasa.

Creación de mercados de bajas emisiones de carbono: Mercados creados por el Gobierno para ofrecer precios superiores a los productos con bajas emisiones de carbono.

Ajustes arancelarios en frontera: Restricciones impuestas a los bienes intensivos en carbono comercializados e importados, destinadas a reducir las fugas de carbono.

Hojas de ruta industriales: Creación de hojas de ruta industriales para guiar a las empresas en sus esfuerzos de descarbonización [60].

5. INDUSTRIA QUÍMICA

La industria química es el mayor consumidor industrial de energía, siendo responsable de aproximadamente un tercio de las emisiones directas a nivel mundial en el sector industrial [67]. Esta situación se debe fundamentalmente a que los combustibles fósiles son la materia prima utilizada en la producción de muchos de los productos químicos. Es decir, además de ser utilizados como fuente de energía, los combustibles fósiles son parte integral de la materia prima y, en consecuencia, del producto. La industria química se encuentra conformada por la producción de amoníaco, metanol (químicos primarios) y los productos químicos de alto valor, también conocidos como HVCs por sus siglas en inglés. Estos últimos engloban el etileno, propileno y los compuestos denominados BTX, que corresponden al benceno, tolueno y mezcla de xilenos [67].

A nivel global, el sector químico fue el responsable de alrededor de 935 Mt de CO₂ en el año 2022, con una intensidad de emisiones promedio cercana a 1,3 tCO₂/t producto químico primario. Sin embargo, al evaluar cada uno de los productos químicos, estos indicadores varían significativamente como se mostrará en las siguientes secciones. Para el año 2022, el uso de energía estuvo por encima de 216 Mtoe, con uso predominante de carbón y gas natural. De acuerdo con la IEA (2022) el consumo específico de energía para este sector se encuentra por encima de 64,6 GJ/t producto químico primario [67].

5.1. Amoníaco

El amoníaco es un producto químico vital incorporado en los fertilizantes necesarios para la producción de alimentos. El proceso industrial convencional para producir amoníaco implica la conversión de hidrocarburos en hidrógeno a través de purificación, reformado con vapor, desplazamiento de CO y separación de CO₂. El nitrógeno se incorpora desde el aire durante el reformado secundario con vapor o por medio de unidades de separación, conocidas como ASU.

La demanda de amoníaco se debe principalmente a su uso en la producción de fertilizantes. Dicha demanda se espera que sea mayor conforme aumente la población mundial y, consecuentemente, la expansión de la industria alimentaria. El uso de amoníaco como combustible libre de carbono, o como vector de hidrógeno, también aumentaría la demanda. Aunque la noción de emplear el amoníaco como combustible es un concepto incipiente, su establecida cadena de suministro, su estabilidad en estado líquido y su alta densidad de hidrógeno lo convierten en un combustible libre de carbono muy atractivo. Por ejemplo, el uso del amoníaco como combustible podría reducir las emisiones de carbono en el transporte marítimo en un 50% para 2050 [68].

En su rol como vector de hidrógeno, el amoníaco puede someterse a un proceso de craqueo catalítico, generando hidrógeno y nitrógeno como subproductos. El hidrógeno resultante podría emplearse posteriormente en celdas de combustible.

5.1.1. Descripción general del proceso de producción de amoníaco

El amoníaco se produce en el proceso Haber-Bosch; un ciclo de síntesis que opera a alta presión (150-350 bar) para favorecer la reacción gaseosa del nitrógeno e hidrógeno, y alta temperatura (400-450°C) para promover la cinética de la reacción. La reacción es catalizada por hierro metálico [68]. El proceso se resume en la Figura 20.

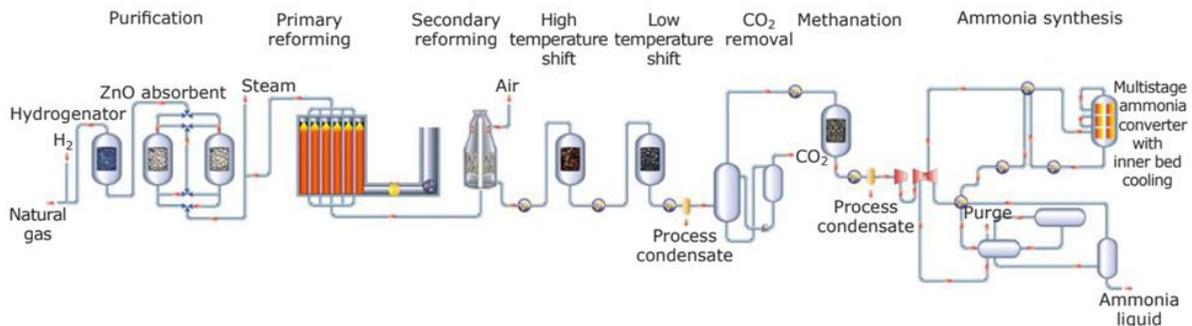


Figura 20. Proceso convencional para la producción de amoníaco usando gas natural como fuente de H_2 . Tomado de [68]. La figura ilustra el proceso Haber-Bosch para producir amoníaco, que utiliza gas natural como recurso principal. El alto impacto en emisiones se debe al su uso común de combustibles fósiles en las materias primas. Reemplazarlo con fuentes amigables, como los productos derivados de biomasa, es crucial para esta industria.

Tanto el proceso Haber-Bosch como los procesos asociados requieren una considerable entrada de hidrocarburos, y la síntesis de amoníaco es la fuente de aproximadamente el 1% de las emisiones globales de CO_2 . Surge, por tanto, una clara necesidad de desarrollar rutas de síntesis de amoníaco de bajas emisiones de CO_2 si se pretende cumplir con el objetivo de cero emisiones netas.

La producción de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch representa el 1,4% del consumo global de combustibles fósiles. No obstante, este proceso conlleva una alta carga ambiental, generando entre 2,7 y 3,4 toneladas de emisiones de CO_2 por unidad de producto. Además de señalar las emisiones directas asociadas en el proceso Haber-Bosch, las materias primas empleadas son nitrógeno e hidrógeno, y la manera en que estas se obtienen impacta significativamente las emisiones asociadas a la producción global de amoníaco.

Particularmente, los procesos utilizados para la producción de hidrógeno pueden variar y tener implicaciones ambientales y económicas distintas. La producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles se basa en la generación de gas de síntesis que contiene monóxido de carbono (CO) e hidrógeno. En el siguiente paso, se obtiene una mezcla gaseosa que contiene CO_2 e H_2 mediante la reacción del CO con agua. Además, se aplican procesos adicionales para la separación de contaminantes como azufre y compuestos de nitrógeno del gas. En ese caso, el proceso conlleva a altas emisiones de carbono. Sin embargo, existe la posibilidad de mitigar estas emisiones mediante el uso de tecnologías de producción de hidrógeno de bajas emisiones como el hidrógeno azul, caracterizado por tecnologías CCS e hidrógeno verde. Este último método de producción de

hidrógeno limpio generalmente se basa en producir hidrógeno a partir de electrolisis utilizando fuentes energéticas renovables.

La Figura 21 resume algunos de los métodos de producción de amoníaco a escala industrial o de en desarrollo activo. Aunque existen diferentes procesos de producción de amoníaco, los sistemas utilizados por la industria son versiones modificadas del proceso Haber-Bosch. Actualmente, el 96% del amoníaco producido se obtiene de esta manera.

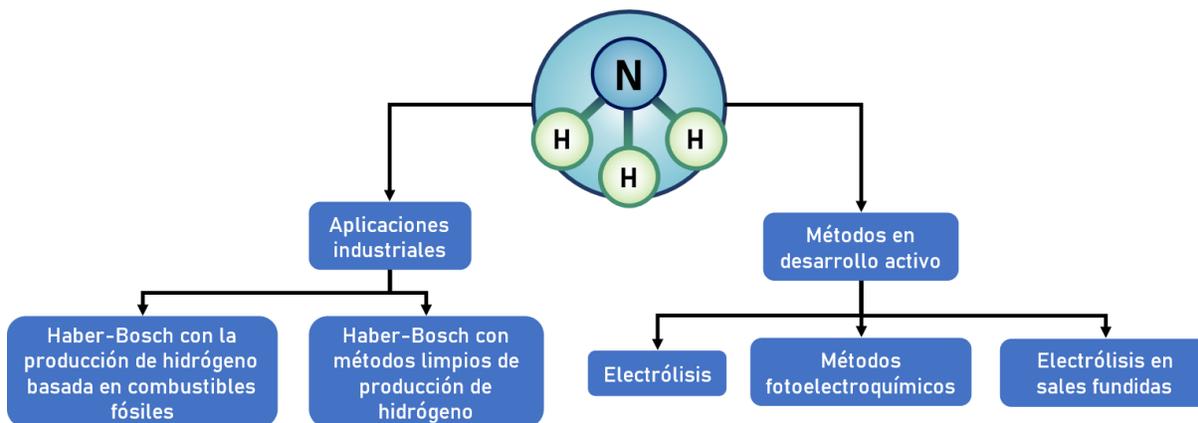


Figura 21. Métodos de producción de amoníaco.

Adaptado de [69]. Aunque hay diversos procesos, la industria usa versiones adaptadas del proceso Haber-Bosch, representando el 96% de la producción actual de amoníaco.

5.2. Metanol

El metanol, considerado uno de los cuatro productos químicos básicos importantes junto con el amoníaco, propileno y etileno, tuvo una producción de más de 98 Mt en 2019 [70]. Aproximadamente el 30% del metanol se utiliza en aplicaciones de combustible, mientras que el resto se emplea para la fabricación de otros productos químicos [71]. Esta versatilidad del metanol se debe a que es una fuente de hidrógeno y carbono que se puede utilizar para sintetizar una amplia variedad de productos químicos y combustibles. Los principales productos derivados de la producción de metanol se muestran en la Figura 22.

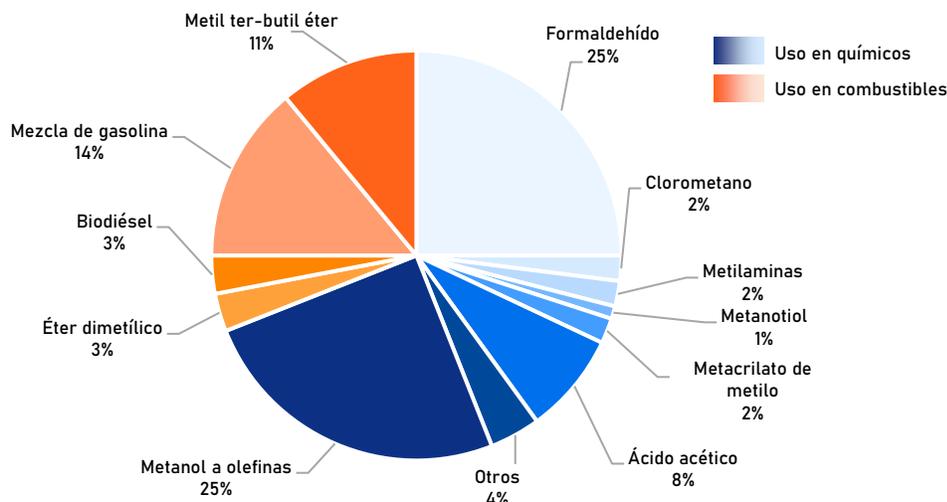


Figura 22. Derivados del metanol.

Adaptado de [70]. La figura muestra el uso del metanol, con alrededor del 70% destinado a la fabricación de diversos productos químicos, y el resto para aplicaciones en combustibles. La versatilidad del metanol radica en su capacidad como fuente de hidrógeno y carbono para la síntesis de una amplia gama de productos químicos y combustibles.

5.2.1. Descripción general del proceso de producción de metanol

El metanol se produce a partir de diferentes materias primas, las cuales diferencian su ruta de producción. A continuación, se describen las principales rutas de producción de metanol:

- Producción a partir de gas natural: La ruta más común para producir metanol usa el reformado de metano, el componente principal del gas natural, para obtener gas de síntesis, una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Luego, el gas de síntesis se somete a una reacción catalizada para producir metanol. Esta ruta es altamente eficiente y ampliamente utilizada en la industria [71].
- Producción a partir de carbón: Otra ruta para producir metanol consiste en la gasificación del carbón, lo que produce gas de síntesis que, a su vez, se convierte en metanol mediante reacciones catalizadas. Esta ruta fue más común en el pasado, pero ha disminuido en uso debido a su mayor impacto ambiental [71].
- Producción a partir de fuentes renovables: Con un enfoque en la sostenibilidad y la reducción de emisiones de carbono, se han desarrollado rutas de producción de metanol a partir de fuentes renovables. Esto incluye la producción a partir de biomasa, como desechos agrícolas y forestales, así como a partir de CO₂ capturado e hidrógeno producido con energía renovable [71].

Cada ruta de producción tiene sus propias implicaciones ambientales y técnicas. Esta depende de factores como la disponibilidad de materias primas, la infraestructura existente y los objetivos de sostenibilidad de la empresa o país. El metanol sigue siendo un componente vital en diversas industrias y se espera que su producción a partir de fuentes renovables juegue un papel crucial en la transición hacia una economía más sostenible y descarbonizada [71]. La ruta de producción más común de metanol en el mundo es la producción a través de gas natural (60%), seguido del carbón,

y con una participación inferior al 1%, las fuentes renovables de energía [70]. La Figura 23 muestra las rutas de producción de metanol de acuerdo con la materia prima disponible.

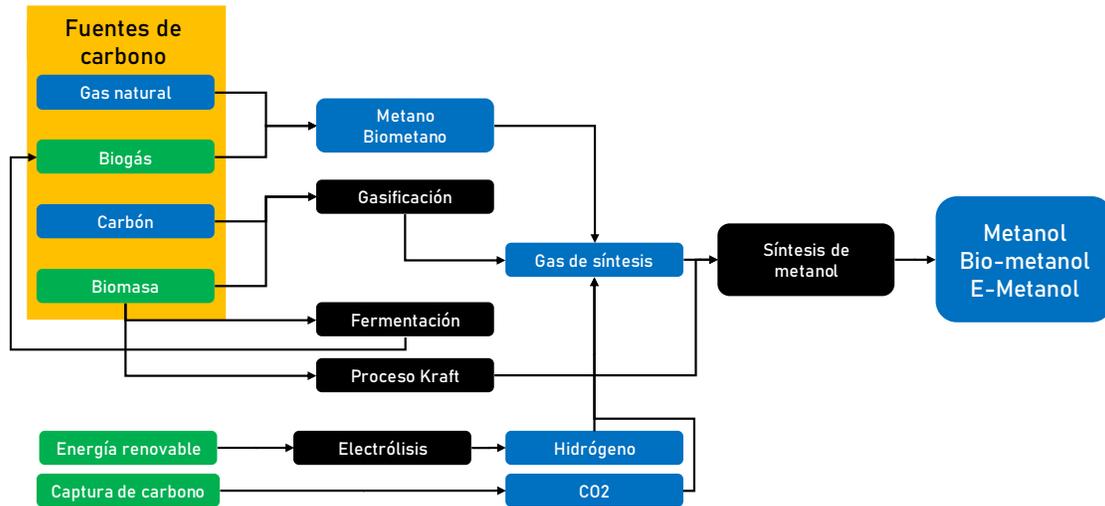


Figura 23. Rutas de producción de metanol. Adaptado de [71].

La figura muestra diversas rutas de producción empleadas en la fabricación de metanol, incluyendo carbón, gas natural, biomasa y dióxido de carbono derivado de captura y uso de electrólisis para la producción de hidrógeno. Es importante resaltar que alrededor del 60% de la producción mundial de metanol se origina a partir de gas natural. En la figura, los cuadros verdes indican fuentes o materias primas renovables, el negro indica proceso y el azul el resto de las corrientes del proceso.

5.3.Productos químicos de alto valor

Los productos químicos de alto valor, también conocidos como HVCs por sus siglas en inglés, engloban el etileno, propileno y los compuestos denominados BTX, que corresponden al benceno, tolueno y mezcla de xilenos. En la categoría de HVCs el etileno y el propileno representan una producción global aproximada de 255 millones de toneladas al año, mientras que los BTX alrededor de los 110 millones de toneladas anuales [72]. La industria principal de consumo de estos productos químicos es la del plástico, que tan solo en 2020 logró producir alrededor de los 367 Mt. De esta cifra, el 90,2% corresponde a plásticos de origen fósil, el 8,3% de plásticos reciclados y tan solo el 1,5% a bioplásticos [73]. La Figura 24 muestra la distribución de plásticos por tipo en 2020, mientras que la Figura 25 muestra la participación por regiones en la producción de plásticos para el mismo año.

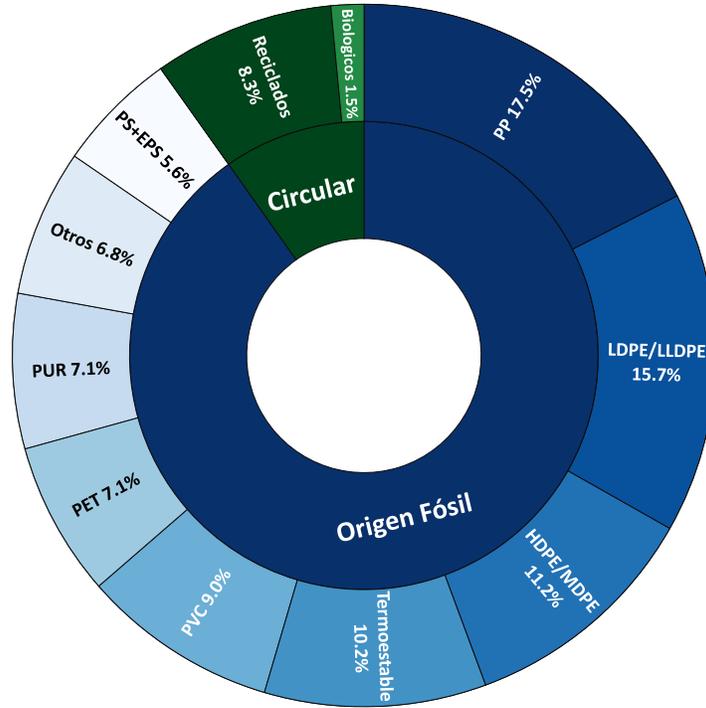


Figura 24. Distribución de la producción mundial de plásticos por tipo en 2019. Realizado con datos de [73]. La figura muestra los principales tipos de plásticos y su participación global en la producción. Se observa que alrededor del 90.2% provienen de materia de origen fósil, mientras que el 9.8% son producidos mediante enfoque de circularidad que apuntan al uso de materia prima como la biomasa y bioplásticos.

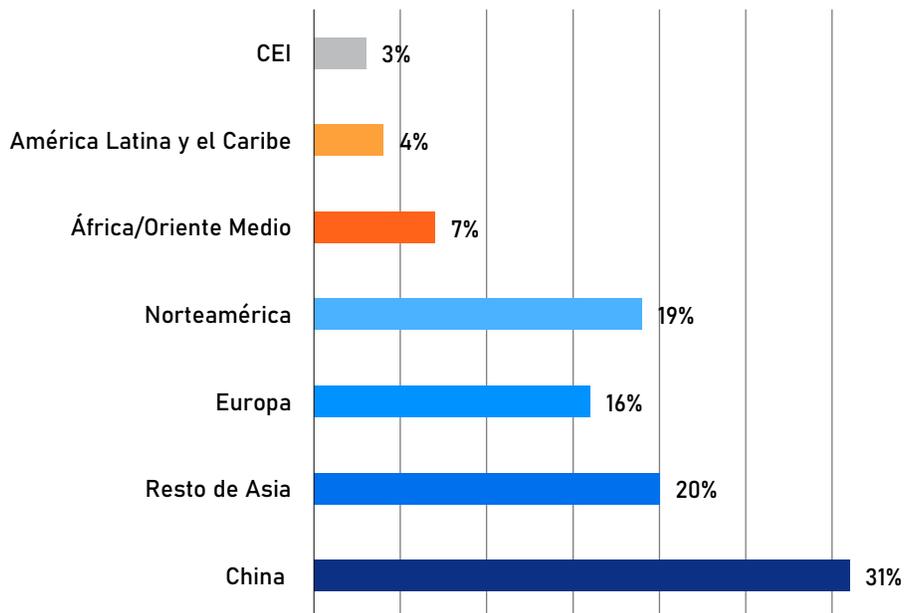


Figura 25. Participación por regiones en la producción de plásticos en 2020. Realizado con datos de [73]. La figura muestra la distribución porcentual por regiones en la industria de plásticos. Se evidencia que la región con mayor producción es Asia con un 51% lo que equivale a una producción de 188 Mt, por su parte ALC registra una producción cercana a los 15 Mt.

5.3.1. Descripción general del proceso de producción de HVCs

La producción de HVCs se caracteriza por el uso de combustibles fósiles para la obtención de etileno, propileno y BTX. Para la producción de etileno y propileno, se emplea principalmente gas natural, mientras que la producción de BTX suele depender en mayor medida de condensados y productos. Sin embargo, tanto la producción de etileno como la de propileno pueden hacer uso de derivados como el metanol, obtenido a través de síntesis. Es importante precisar que, además, estos dos componentes pueden ser generados a partir de biomasa mediante fermentación, utilizando etanol hasta producir bio-etileno y bio-propileno.

En lo que respecta a los BTX, su producción se basa principalmente en condensados y productos, los cuales se procesan hasta la obtención de nafta y luego a través de un reformado catalítico poder son convertidos en Benceno, Tolueno y Xileno. La Figura 26 muestra el proceso de producción de HVCs.

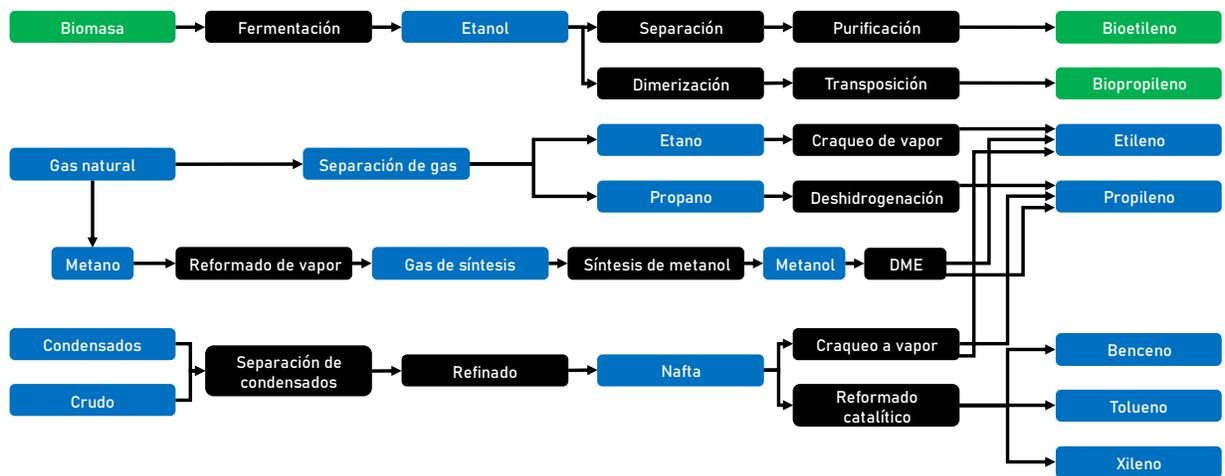


Figura 26. Rutas de producción de HVCs. Adaptado de [74], [75].

La figura muestra las diferentes rutas de producción de etileno, propileno y los BTX tomando como materia primera combustibles fósiles y biomasa. El color negro indica los procesos, el color azul compuestos y el verde indican fuentes o productos renovables. En la figura, los cuadros verdes indican fuentes o materias primas renovables, el negro indica proceso y el azul el resto de las corrientes del proceso.

5.4. América Latina y el Caribe

ALC representan el 4% y 11% de la producción mundial de amoníaco y metanol respectivamente, con el continente asiático dominando la mayor parte de la producción global [16]. No obstante, en la región, Trinidad y Tobago se destaca como un actor clave en el sector químico, abarcando más del 66% de la producción total de amoníaco y el 52% de la producción de metanol [11], [12], [15]–[17], [71]. Este destacado papel de Trinidad y Tobago en el sector químico se debe a su sólida industria petrolera, siendo uno de los pioneros en la producción de hidrocarburos en la región. Además, el país cuenta con uno de los complejos de procesamiento de gas natural más grandes del hemisferio occidental, utilizando más del 30% de esta capacidad para el procesamiento de amoníaco y metanol [76]. Aproximadamente la mitad de las emisiones de Trinidad y Tobago provienen de la industria química, la cual produce y consume grandes volúmenes de hidrógeno derivado de combustibles fósiles sin medidas de mitigación [77]. Estas emisiones químicas

representan una parte significativa de las emisiones totales del país, el cual se encuentra entre los mayores emisores per cápita a nivel mundial [77]. Las Figura 27, Figura 28 y Figura 29 muestran la producción de amoniaco, metanol y HVCs en el mundo y en ALC.

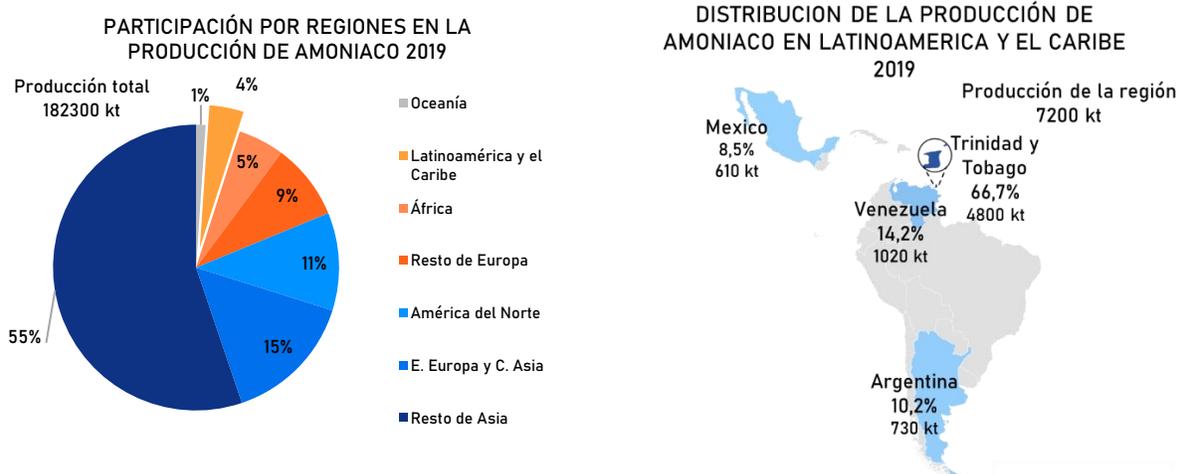


Figura 27. Producción de amoniaco en el mundo y la región 2019 [11], [15], [16].

La producción de amoniaco en América Latina y el Caribe es cerca del 4% de la producción global, en donde Trinidad y Tobago desempeña un papel destacado, contribuyendo con más del 66% de la producción regional. Aunque pocos países en la región reportan producción de amoniaco, Argentina, Venezuela y México complementan la producción de este producto químico, de acuerdo con los informes de sostenibilidad de las principales empresas productoras presentes en cada país.

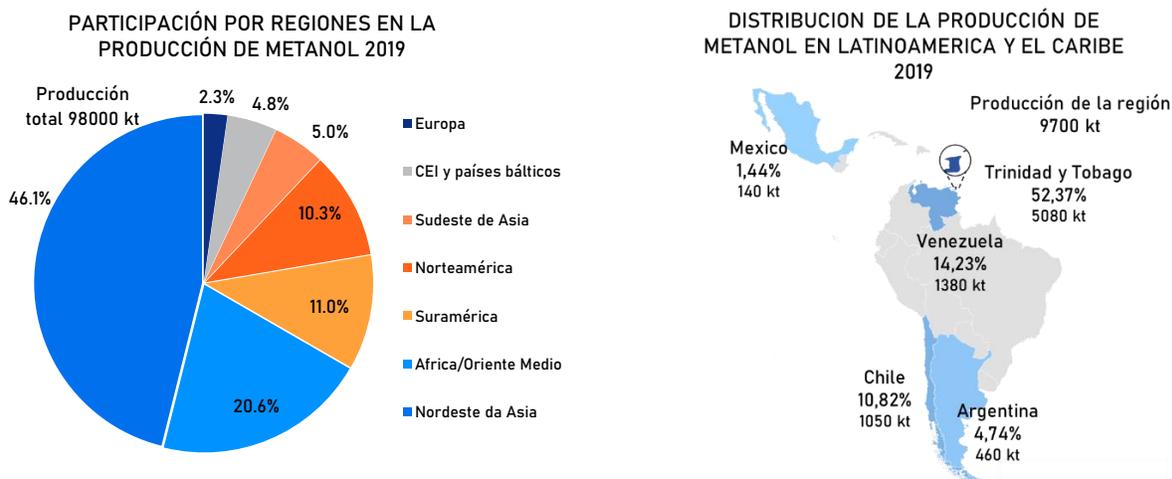


Figura 28. Producción de metanol en el mundo y la región 2019 [11], [12], [17], [71].

La figura muestra la producción de metanol en el mundo, en donde Suramérica representa el 11% del total mundial. En la región, Trinidad y Tobago lidera con 52% de la producción regional. Es importante mencionar que esta región no incluye a México, sin embargo, este país no posee una producción significativa de metanol. En cambio, países como Venezuela y Chile muestran una producción considerablemente mayor en este producto químico. El valor de producción de Venezuela hace referencia al valor reportado en exportación de metanol, siendo difícil cuantificar su producción interna, pero informes indican que no hubo importaciones este año, lo que sugiere que su metanol exportado fue de producción nacional.

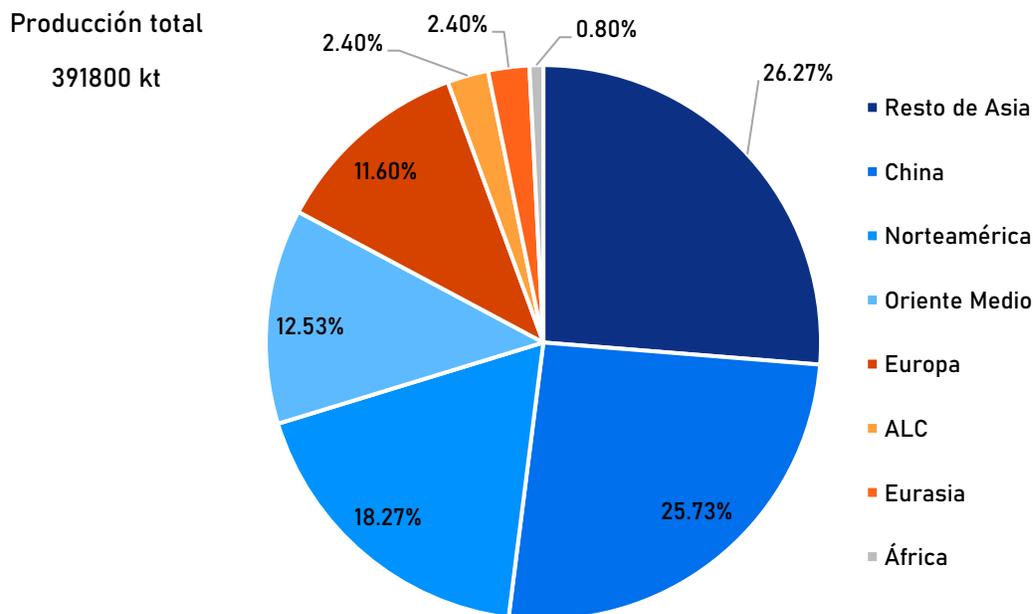


Figura 29. Producción de HVCs en el mundo y la región en 2019. Adaptado de [78]. La figura muestra la producción de HVCs en el mundo, en donde ALC representa el 2,39% del total global.

5.5. Función de producción: Consumo de energía y emisiones del sector

La producción global de amoníaco en 2020 representó aproximadamente 8,6 EJ del consumo final de energía. Más del 95% provino de combustibles fósiles, generando alrededor de 450 Mt de CO₂, lo que equivale a aproximadamente el 20% del consumo de energía del sector químico y alrededor del 48% de sus emisiones de CO₂. Aunque representa solo el 2% del consumo final de energía en el sector energético en general, la producción de amoníaco contribuyó con el 1,3% de las emisiones del sector energético (incluidas las emisiones relacionadas con la energía y los procesos industriales). Las emisiones específicas asociadas a la producción de amoníaco ascienden a 2,4-2,6 t CO₂/t de producto, lo que sitúa al amoníaco como el mayor contribuyente a las emisiones dentro del sector químico, seguido por el metanol [79]. Además, esta industria muestra un consumo energético aproximado de 46,2 GJ/t amoníaco.

El metanol, como otro componente importante de la industria química, fue responsable de aproximadamente el 25% de las emisiones del sector en 2020, lo que equivale a alrededor de 220 Mt de CO₂. Esta alta intensidad de emisiones está principalmente relacionada con el predominante uso de combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural, que son las principales materias primas utilizadas en la producción de metanol. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), la intensidad de emisiones del metanol se encuentra alrededor de las 2,2 t CO₂/t de metanol. Estas altas emisiones y uso intensivo de combustibles fósiles se reflejan en el consumo específico de energía, que se sitúa en alrededor de 42 GJ/t de producto a nivel global [79].

Otro compuesto relevante en la industria química es la producción de HVCs, los cuales generaron alrededor de 250 Mt de CO₂ en 2020, contribuyendo en un 27,6% a las emisiones del sector químico. Estas emisiones están directamente relacionadas con el uso de combustibles fósiles como materia prima utilizada en la producción de HVCs. A pesar de esto, de acuerdo con la IEA [79] los HVCs tienen una menor intensidad de emisiones, con alrededor de 1 t CO₂/t de HVCs, en comparación con otros químicos primarios. Sin embargo, su consumo de energía es significativamente más alto, ubicándose en aproximadamente 80 GJ/t de producto. La Figura 30 muestra el consumo específico de energía y las emisiones específicas en la producción de los químicos primarios.

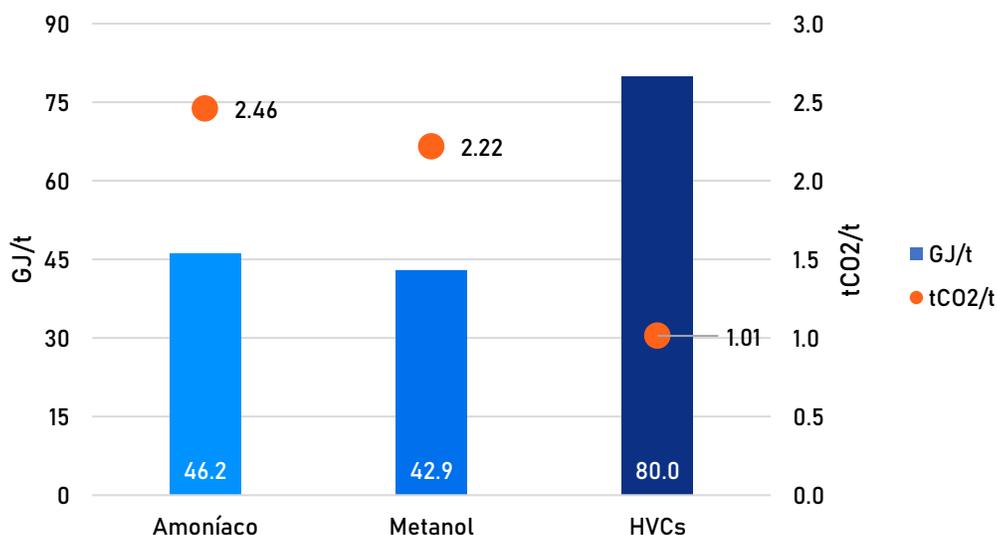


Figura 30. Consumo de energía y emisiones específicas en la producción de químicos primarios [79]. La figura muestra las emisiones y el consumo de energía específicos de químicos clave en la industria química. El amoníaco lidera las emisiones con 2,46 tCO₂/t de producto y un consumo energético de 46.2 GJ/t amoníaco. El metanol sigue, con 2,2 t CO₂/t de metanol y 42 GJ/t. La producción de HVCs muestra menor emisión (1 t CO₂/t de HVCs) pero un alto consumo energético, cerca de 80 GJ/t.

5.6. Estrategias de descarbonización y nivel de madurez tecnológica (TRL)

La industria química es el máximo consumidor industrial de petróleo y gas, así como el mayor consumidor de energía en el sector industrial. Para avanzar en su descarbonización es necesario implementar diversas estrategias, entre las cuales se destaca la captura de CO₂. Se proyecta que esta medida contribuirá de manera significativa a la descarbonización de este sector, estimándose que representará aproximadamente el 38% de la reducción total de emisiones para el año 2050 [4]. De igual manera, se espera un papel destacado para el hidrógeno en esta transición. El hidrógeno no solo como un reemplazo esencial de los combustibles fósiles en la generación de calor, sino también como materia prima crucial para la síntesis de productos químicos, como amoníaco, metanol, BTX, etileno y propileno [4].

Por otro lado, se espera un cambio en el uso de gas natural hacia la utilización de biomasa como fuente de biometano y gas de síntesis [4], como base para sintetizar los productos químicos primarios como metanol y amoníaco. Finalmente, se anticipa una contribución crucial de las

estrategias de descarbonización transversales entra las industrias, tales como la electrificación de los procesos, la optimización de recursos mediante economía circular y estrategias de eficiencia energética, incluyendo la aplicación de inteligencia artificial en el control de procesos [4]. Estas medidas desempeñarán un papel fundamental en la consecución de los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones en la industria química a 2050, tal como se muestra en la Figura 31.

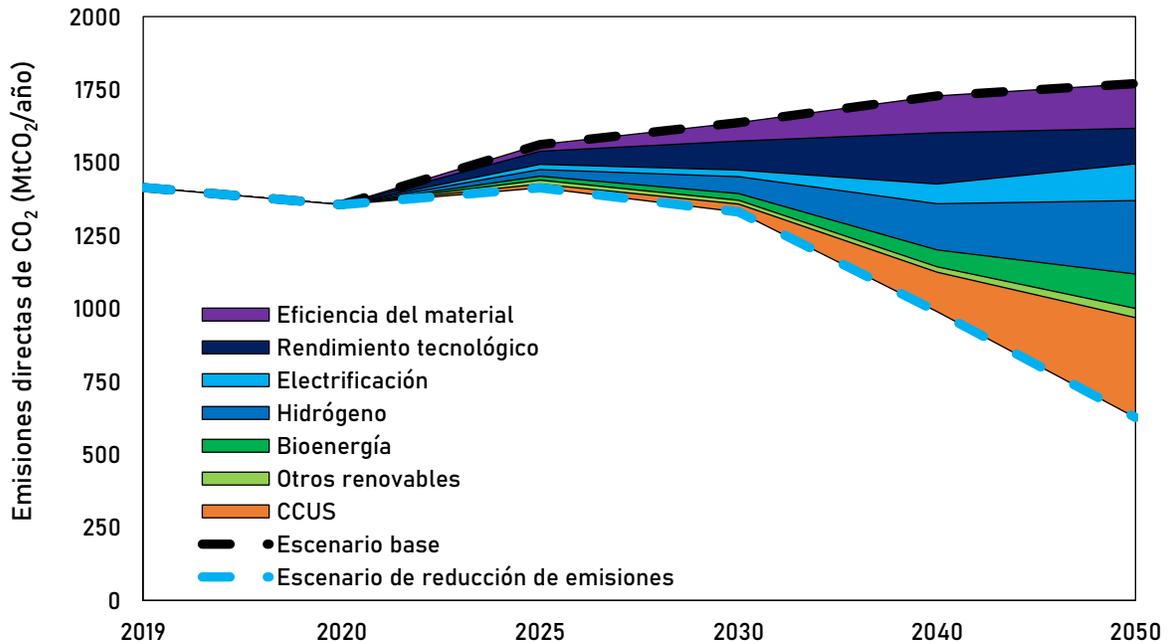


Figura 31. Escenario de reducción de emisiones de la industria química a 2050.

Adaptado de [2]. La figura muestra que las rutas de CCUS y la producción de hidrógeno electrolítico desempeñan el papel más significativo en las reducciones acumulativas de emisiones en el sector químico bajo el escenario de desarrollo sostenible a 2050. Además, se destaca que la electrificación y el uso de bioenergía para la generación de calor en procesos de baja a media temperatura desempeñan también un papel importante.

Las tecnologías que contribuyen a la reducción de emisiones en el escenario de desarrollo sostenible se encuentran en distintas etapas de desarrollo y se muestran en la

Tabla 5.

Tabla 5. Estado de las principales tecnologías emergentes en el sector químico.

Adaptado de [2]. La tabla resume las opciones tecnológicas evaluadas Agencia Internacional de la Energía para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción global de productos químicos primarios.

Tecnología	TRL	Año disponible (importancia para cero emisiones netas)	Producto
Captura, utilización y almacenamiento de carbono			
Absorción química	11	Actual (Muy alta)	Amoniaco
	9	Actual (Muy alta)	Metanol
	7	2050 (Muy alta)	HVCs
Absorción física	9	Actual (Muy alta)	Amoniaco
	7	2023 (Muy alta)	Metanol
	7	2025 (Muy alta)	HVCs
Adsorción física	8	Actual (Muy alta)	Metanol
Hidrógeno			
Hidrógeno electrolítico suministrado por fuentes renovables	8	2025 (Muy alta)	Amoniaco
	7	2025 (Alta)	Metanol
Electrificación directa			
Producción de metanol a partir de pirólisis de metano	6	2030 (Media)	Metanol
Electrificación del craqueo con vapor	3	- (Media)	HVCs
Bioenergía			
Gasificación de biomasa	5	- (Baja)	Amoniaco
	8	Actual (Baja)	Metanol
Deshidratación de etanol para etileno	5 – 9	Actual (Media)	HVCs
Producción de BTX a base de lignina	6	2030 (Media)	HVCs
Sustitución de materias primas			
Producción de BTX a partir de metano	7	2030 (Baja)	HVCs
Craqueo catalítico de nafta	9	Actual (Baja)	HVCs

En cuanto a los costos asociados a la producción de los principales productos químicos, en el caso del metanol se estima que las tecnologías que se emplearán a mediados del presente siglo lograrán reducciones significativas en los costos de producción. La Figura 32 muestra cómo las rutas de producción establecidas para el metanol, que entrarán en escala comercial alrededor del año 2030, comenzarán a reducir los costos asociados necesarios para la producción. Es importante destacar que las tecnologías que se muestran en la figura no incluyen impuestos a la captura de carbono para las tecnologías convencionales de producción basadas en combustibles fósiles, como la gasificación de carbón, lo que podría aumentar los costos de producción de estas tecnologías convencionales en el caso de una eventual implementación.

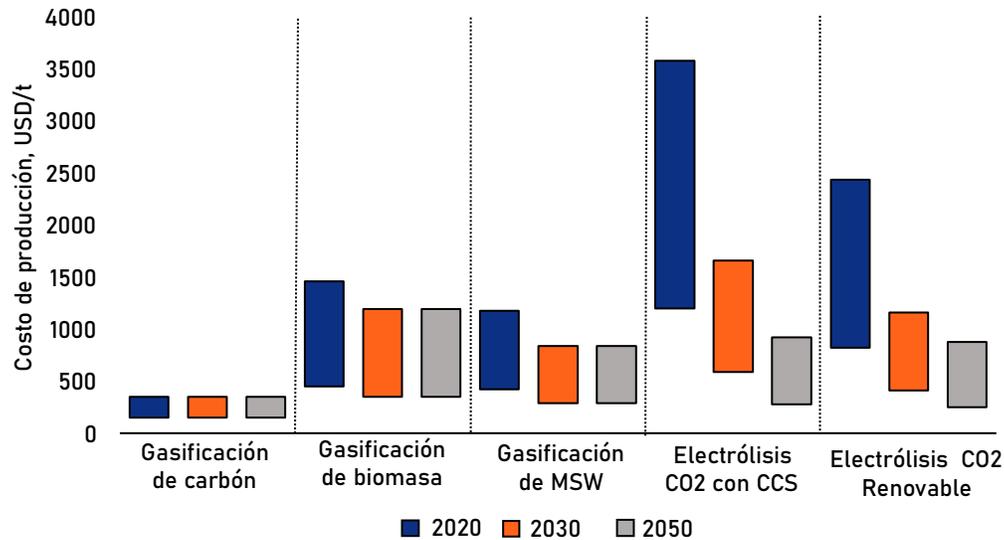


Figura 32. Proyección de los costos de producción de metanol por rutas tecnológicas hasta 2050.

Realizado con datos de [80]. La figura presenta una comparativa de los costos asociados a la producción de metanol a través de diversas rutas tecnológicas. Se destacan las diferencias de costos entre las tecnologías convencionales y las rutas de producción con un menor impacto ambiental, CCS. En particular, se observa que la tecnología denominada "Electrólisis con Captura de CO₂" es una de las más costosas debido a los altos gastos requeridos para la captura y posterior utilización del dióxido de carbono como reactivo en la producción de metanol. En contraste, la electrólisis con CO₂ renovable y la captura directa presentan costos más bajos en comparación.

En cuanto al amoníaco, de manera análoga al metanol, se proyecta una disminución significativa en los costos asociados a las rutas de producción a partir de fuentes de energía y recursos renovables. Se espera que estas rutas se vuelvan competitivas para mediados de este siglo, con respecto a las vías de producción convencionales. Actualmente, los costos de producción a partir de fuentes renovables son sustancialmente más elevados en comparación con las rutas que utilizan combustibles fósiles como materia prima [81]. La Figura 33 muestra las variaciones en los costos relacionados con diversas rutas de producción de amoníaco. Estas rutas incluyen las tradicionales que emplean VLSFO (fuelóleos pesados), gas natural y carbón, así como aquellas que incorporan tecnologías de captura de carbono y las que producen amoníaco a partir de fuentes renovables (amoníaco verde). De igual forma, se muestra que el amoníaco verde híbrido producido en instalaciones que combinan el uso de combustibles fósiles y energía renovable presenta un comportamiento muy similar a las rutas de producción actuales basadas en combustibles fósiles. Se espera que este último se posicione cerca de 250 USDT/Mt producto a 2050, similar al costo actual para la producción de amoníaco por las rutas convencionales [81], [82].

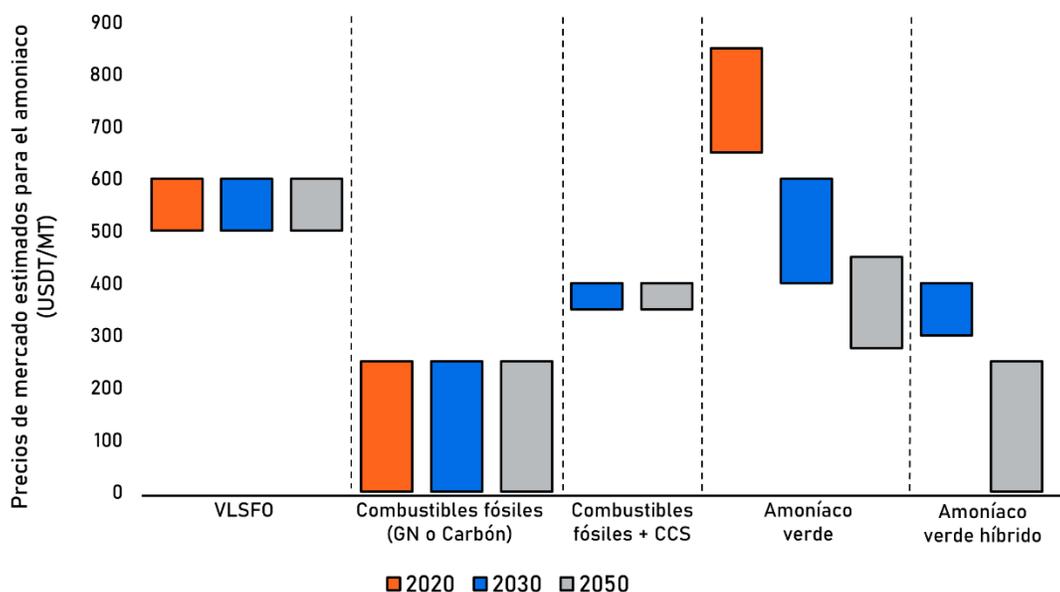


Figura 33. Proyección de los costos de producción de amoníaco por rutas tecnológicas hasta 2050. Realizado con datos de [81], [82]. La figura muestra la evolución de los costos en la producción de amoníaco. Se prevé que las rutas basadas en energía renovable sean competitivas para mediados de siglo, a pesar de ser más costosas actualmente en comparación con las rutas tradicionales. El amoníaco verde híbrido, que combina energía renovable y combustibles fósiles, se espera que alcance un costo similar al de las rutas convencionales para el año 2050, alrededor de 250 USDt/Mt.

5.7.Las barreras y políticas a la descarbonización de la industria química

La descarbonización de la industria química requiere cambios en la tecnología a través de las innovaciones con bajas emisiones de carbono identificadas en las secciones anteriores y una transición sociotécnica más amplia que conlleva cambios en el comportamiento, la cultura, la política, las estrategias industriales y la infraestructura [47], [83]. Para lograr una transición energética justa en esta industria, es crucial comprender las barreras sociotécnicas que dificultan este proceso y cuáles serían las políticas que ayudarían a superarlas.

5.7.1. Barreras para la descarbonización de la industria química

- Barreras técnicas y económicas

Es crucial tener un entendimiento profundo del funcionamiento del mercado en esta industria y realizar inversiones significativas en investigación y desarrollo (I+D) para superar los desafíos técnicos y económicos. Este tipo de industria demandan inversiones considerables a lo largo de periodos prolongados (de 10 a 30 años) [62]. A pesar de los posibles beneficios en términos de ahorro de costos que podrían derivar de las opciones de descarbonización mencionadas previamente, aún persiste una discrepancia en costos entre las tecnologías actuales y alternativas que no tienen un nivel de madurez suficiente para un despliegue comercial.

En esta industria, la interacción con otros sectores (como el transporte y la generación de energía) es de vital importancia para una transición exitosa. Sin embargo, alternativas como la gasificación de carbón con CCS, el reformado de gas natural con CCS, y el CCU enfrentan desafíos de

competitividad significativos. Sin incentivos políticos y financieros claros, estas alternativas podrían costar hasta un 20% más que los combustibles fósiles incluso en el año 2050 [83].

El uso de hidrógeno es otra alternativa con mucho potencial en la industria, sin embargo, la brecha actual entre los costos producción de hidrógeno por electrólisis usando energías renovables y la obtención de hidrógeno a partir de combustibles fósiles es una barrera importante para su implementación. Esta barrera económica podría superarse mediante la implementación incentivos financieros y aumentando las inversiones en I+D.

- **Barreras organizacionales**

Las organizaciones tienen un papel fundamental en la formación de una economía sostenible en diversos sectores industriales. Sin embargo, la gestión de la sostenibilidad impulsada por el sector privado puede resultar en una influencia excesiva sobre la regulación, dado que las empresas pueden abordar la sostenibilidad de manera excesivamente orientada a sus intereses [84].

Adicionalmente, las políticas ambientales pueden tener efectos adversos no previstos. La transferencia de residuos de una región a otra puede generar el problema de las "fugas de carbono" y tener consecuencias perjudiciales en términos de equidad ambiental para poblaciones vulnerables y marginadas [84].

5.7.2. Instrumentos políticos y normativos para descarbonizar la industria química

En comparación con otras industrias, la industria química se distingue por asignar mayores recursos a I+D. Sin embargo, aún persisten desafíos tecno-económicos que obstaculizan la transición energética. Por lo tanto, se requieren enfoques políticos que respalden la I+D y la introducción en el mercado de alternativas novedosas para superar estas barreras. Algunas políticas recomendadas para esta industria son las siguientes [4]:

Definir estándares de eficiencia energética y la reducción de emisiones para mejorar los procesos catalíticos mediante el cambio a energías renovables y materias primas alternativas.

Fomentar la electrificación de los procesos aplicando un impuesto energético o incentivos tributarios para la optimización de los procesos.

Establecer mecanismos de transición hacia economías de baja emisión de carbono mediante la compra de energía renovable.

Coordinar colaboración público-privada en el establecimiento de clúster de CCS, especialmente en procesos que producen flujos puros de CO₂ y cuya captura se podría realizar a costos razonables (circularidad del CO₂).

Fomentar la I+D con el propósito de crear nuevas tecnologías destinadas a los procesos de alta emisión de GEI. Estas tecnologías podrían contribuir a depurar las emisiones en las plantas más antiguas.

En lo que compete a la fijación de impuestos al carbono en la industria química tendría efectos tanto directos como indirectos. Directamente, aumentaría los costos de producción al gravar las emisiones de CO₂ de la industria. Indirectamente, los insumos provenientes de otras industrias,

como productos químicos y agentes de refinación, podrían verse afectados por estos impuestos, elevando los costos. Además, las compañías de transporte que forman parte de la cadena de suministro también podrían enfrentar impuestos más altos debido a sus emisiones de carbono, lo que aumentaría los costos de transporte. En conjunto, estos impactos elevarían los costos de producción en la industria química, lo que conllevaría a precios más altos para los productos químicos y afectar a los consumidores [85].

En América Latina y el Caribe, varios países han adoptado iniciativas de fijación de precios al carbono. Chile, Colombia, México y Argentina son líderes en la implementación de este tipo de regulaciones. Estos países han establecido impuestos al carbono a nivel federal y subnacional, además de un sistema nacional de comercio de emisiones (SCE). La Figura 34 detalla las regulaciones y el impuesto en ALC.

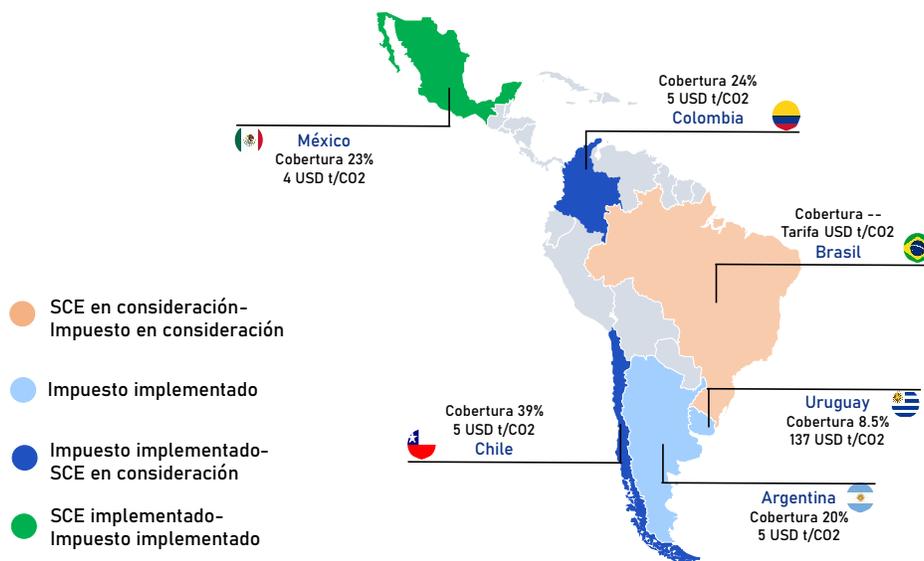


Figura 34. Países en ALC con regulaciones para el impuesto al carbono.

Realizado con datos de [86], [87]. En la figura, la cobertura se define como la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero sujetas a un precio directo del carbono. Esta estimación se basa en instrumentos vigentes y fuentes gubernamentales oficiales, considerando el alcance de las políticas (sectores, combustibles y/o gases), aunque no incluye todas las exenciones ni umbrales de emisiones.

6. EL ROL DEL GAS NATURAL

El gas natural, como combustible de transición, representa una excelente oportunidad a corto plazo para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero originadas por el uso de combustibles fósiles más contaminantes, como el carbón y el petróleo. En ALC, las reservas y la producción de gas natural son impulsadas principalmente por Argentina, Bolivia, Colombia, México, Perú, Trinidad y Tobago, y Venezuela, con la reciente incorporación de Guyana. Estos países representan más del 99% de las reservas en la región [88]. Venezuela es el único país de la región que se encuentra entre los primeros países en cuanto a reservas de gas natural (séptima reserva más grande del mundo). Sin embargo, su nivel de producción lo sitúa hasta la posición número 32, contribuyendo con tan sólo un 0,6% a la producción global de gas natural [88]. La Figura 35 muestra las reservas de gas natural de los países de ALC, en la cual se observa que Venezuela

posee reservas mucho más grandes en la región, superando casi catorce veces a la segunda reserva más grande de todo ALC.

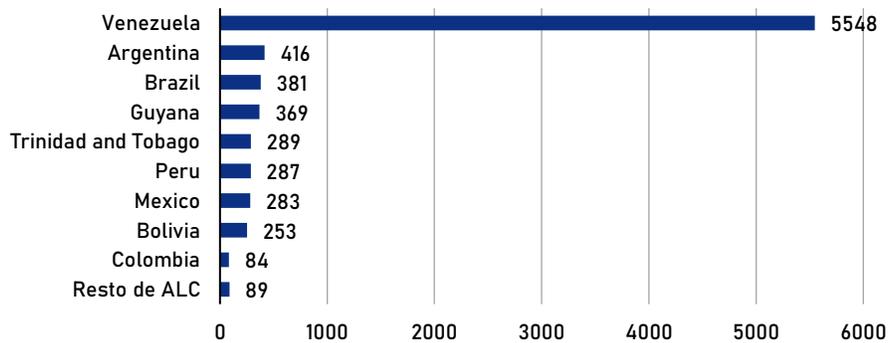


Figura 35. Reservas de gas natural en América Latina y el Caribe.

Valores en Gm3 del año 2021. Adaptado de [5]. La figura muestra las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe (ALC). Venezuela destaca con enormes reservas que superan significativamente a las demás naciones de la región, siendo el séptimo país con más reservas en el mundo, aunque su nivel de producción es comparativamente bajo.

En esta región, el gas natural desempeña un papel significativo en el sector industrial, siendo responsable de aproximadamente el 24% del consumo energético en ese sector [5]. Esto es especialmente notorio en países con una fuerte presencia en la industria química, como Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago [88]. En este último, el gas natural abastece hasta el 90% del consumo energético de la industria [5]. La Figura 36 muestra la proporción de energía usada en el sector industrial proveniente del gas natural en los diferentes países de ALC.

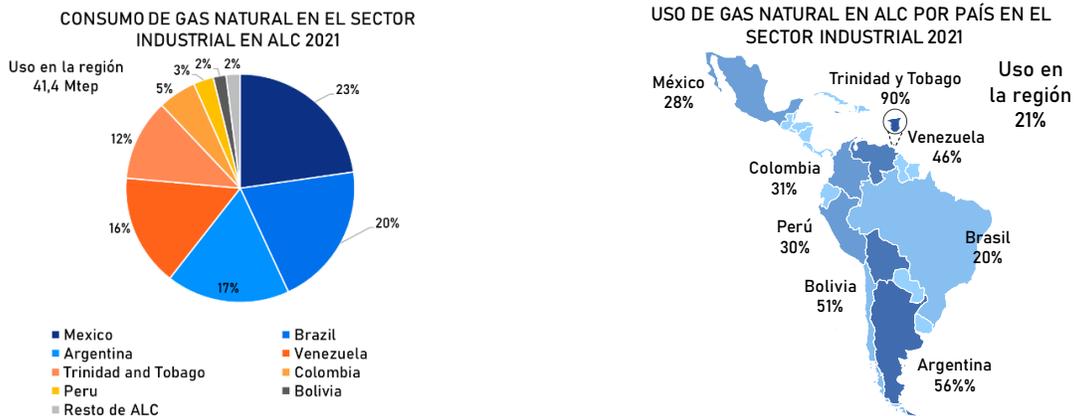


Figura 36. Proporción del uso de gas natural en el sector industrial en América Latina y el Caribe.

Valores del año 2021. Adaptado de [5]. En la región, el gas natural desempeña un papel esencial en el sector industrial, representando alrededor del 24% del consumo energético en ese ámbito. Esto es especialmente notorio en países con una fuerte presencia en la industria química, como Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago. En este último, el gas natural satisface hasta el 90% del consumo energético de la industria.

El sector industrial, caracterizado por su alto consumo de energía, aún depende en gran medida de combustibles fósiles convencionales. El gas natural, cuyo factor de emisión es de 56100 kg CO₂/TJ de gas natural, puede desempeñar un papel crucial al reemplazar directamente al carbón, con un

factor de emisión de 94600 kg CO₂ /TJ y otros derivados del petróleo en la generación de calor, lo que conlleva beneficios significativos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [89].

En la industria siderúrgica, la transición desde la ruta de producción de BOF hacia las rutas de producción de hierro por reducción directa DR y EAF tiene el potencial de lograr reducciones de emisiones superiores al 67% [88]. Estas rutas de producción dependen en gran medida del gas natural como agente reductor en el proceso de fabricación del hierro. Un ejemplo destacado se encuentra en Ternium Argentina, que ha establecido un récord en el uso de gas natural como agente reductor en lugar del carbón mineral. Esta iniciativa ha permitido evitar la emisión de más de 215 kt de CO₂ al año en comparación con la alternativa del carbón pulverizado. Esta reducción equivale al 5% de las emisiones totales de dicho establecimiento industrial [58].

Por otro lado, el sector industrial plantea un desafío significativo debido a las emisiones resultantes de sus procesos, difíciles de reducir con las tecnologías actuales. Por ello, la captura de carbono ofrece una oportunidad valiosa para mitigar estas emisiones industriales. En ALC, varios países con experiencia en la producción de petróleo y gas podrían utilizar los campos agotados de estos combustibles fósiles como sitios clave para el almacenamiento del CO₂ capturado [88]. Esto contribuiría de manera significativa a la expansión de esta tecnología en la región, así como la mitigación de emisiones en sectores como la producción de fertilizantes, el metanol, amoníaco y otros productos químicos.

Por ejemplo, Trinidad y Tobago, líder mundial en la producción de metanol y responsable de más del 40% de la demanda global de hidrógeno en la industria química, actualmente produce hidrógeno gris mediante reformado con vapor de gas natural [88]. No obstante, la posibilidad de incorporar la captura de carbono, aprovechando los campos agotados, representa una oportunidad para reducir las emisiones CO₂. Esto podría transformar el hidrógeno gris en hidrógeno azul, lo que convertiría a la región en un destacado productor de hidrógeno con bajas emisiones de carbono [88]. Además, se generarían posibilidades de comercio internacional tanto para la venta de hidrógeno como para productos químicos de alto valor, así como su utilización en los procesos de refinación.

Si bien el gas natural representa una excelente alternativa a otros combustibles fósiles, según la IEA para un escenario de cero emisiones netas a 2050, la demanda de este combustible se debe reducir radicalmente cerca del año 2030 y dar lugar al uso de hidrógeno de bajas emisiones para lograr este objetivo, así como se muestra en la Figura 37 [90]. Sin embargo, según el panorama energético de ALC de la OLADE, se espera que la demanda de gas natural aumente hasta el año 2040 y baje bruscamente hasta 2050, impulsada por la demanda para la generación eléctrica y del sector de transporte [5]. En el sector industrial, se espera que la demanda de gas natural sea prácticamente constante, por lo que las tecnologías de captura y uso de hidrógeno serán muy importantes para la descarbonización del sector en ALC [5].

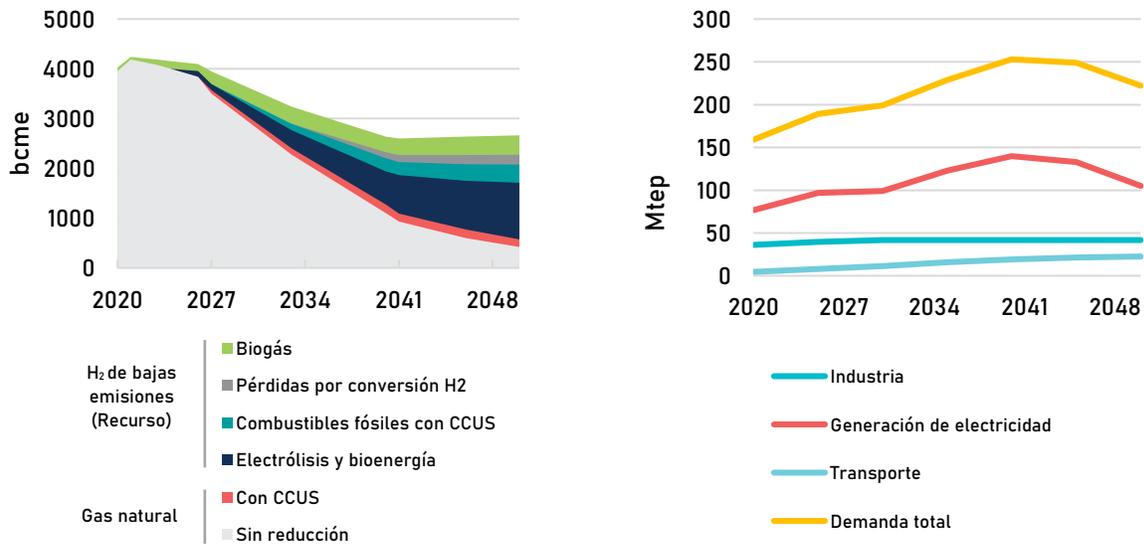


Figura 37. Escenarios cero emisiones a 2050 de la demanda mundial de gas natural (Izquierda) y uso de gas natural en ALC para diferentes sectores (Derecha).

Adaptado de [88]. A pesar de que el gas natural es una alternativa favorable a los combustibles fósiles, se espera una reducción significativa en su demanda hacia 2030 para lograr cero emisiones netas en 2050, según la IEA. Sin embargo, el panorama energético de América Latina y el Caribe (ALC) de la OLADE prevé un aumento en la demanda de gas natural hasta 2040, seguido de una disminución marcada hacia 2050, impulsada por la generación eléctrica y el transporte. La demanda de gas natural en el sector industrial se mantendrá estable, subrayando la importancia de las tecnologías de captura y el uso de hidrógeno para la descarbonización en ALC.

7. EL ROL DEL HIDRÓGENO VERDE

ALC se destaca como una de las principales regiones a nivel mundial en términos de energía renovable, lo que la sitúa en una posición de ventaja para la adopción de las tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde. La IEA ha señalado que el hidrógeno de bajas emisiones desempeñará un papel fundamental en un futuro global orientado hacia emisiones netas cero, especialmente en aplicaciones donde la electrificación no resulta viable, como es el caso de algunas etapas de proceso en siderurgia, producción de cemento y el sector químico [77]. El hidrógeno se presentará como una opción complementaria a otros combustibles y ofrece una alternativa crucial en los próximos años. No obstante, la implementación de tecnologías relacionadas con el hidrógeno de bajas emisiones se encuentra en etapas iniciales y se ven obstaculizadas por algunas condiciones limitantes como la escasez de esquemas de fijación de precios del CO₂ en algunos países y la expectativa de una reducción en los precios de la energía renovable [88].

Según la IEA e IRENA, se estima que el hidrógeno tendrá un papel significativo en la demanda de energía final para el año 2050, la cual se espera que supere los 660 Mt [91]. Además, se prevé una disminución en los costos asociados a su producción en la próxima década, y el respaldo político al hidrógeno de bajas emisiones está impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías e infraestructuras [88]. Para evaluar el progreso en esta dirección, se ha creado el Índice de Hidrógeno para América Latina y el Caribe (Índice H2LAC) por HINICIO y New Energy, el cuál

es una herramienta que evalúa el desarrollo del mercado del hidrógeno en América Latina y el Caribe. Se mide en función de cinco dimensiones, cada una con su propio peso porcentual [92]:

- Políticas y regulaciones (24%): Evalúa las políticas gubernamentales, regulaciones y incentivos relacionados con el hidrógeno a nivel nacional.
- Desarrollo del ecosistema (18%): Analiza el estado de la infraestructura, la capacidad tecnológica y la disponibilidad de expertos en hidrógeno a nivel nacional.
- Proyectos de hidrógeno (25%): Considera la existencia y progreso de proyectos de hidrógeno en operación o desarrollo en el país.
- Movilidad y transporte (15%): Se centra en la adopción de tecnologías de hidrógeno en el sector de movilidad, incluyendo vehículos de celda de combustible.
- Cooperación internacional (18%): Evalúa la colaboración internacional en proyectos de hidrógeno y la capacidad de exportación de hidrógeno del país.

La puntuación total se obtiene sumando las puntuaciones ponderadas de cada dimensión, lo que proporciona una visión integral del estado de adopción del hidrógeno en la región. Se destaca el desempeño de Chile, Colombia y Brasil como los tres países líderes en desarrollo de tecnologías de hidrógeno en América Latina [88]. La Figura 38 muestra este indicador para los diferentes países de ALC.

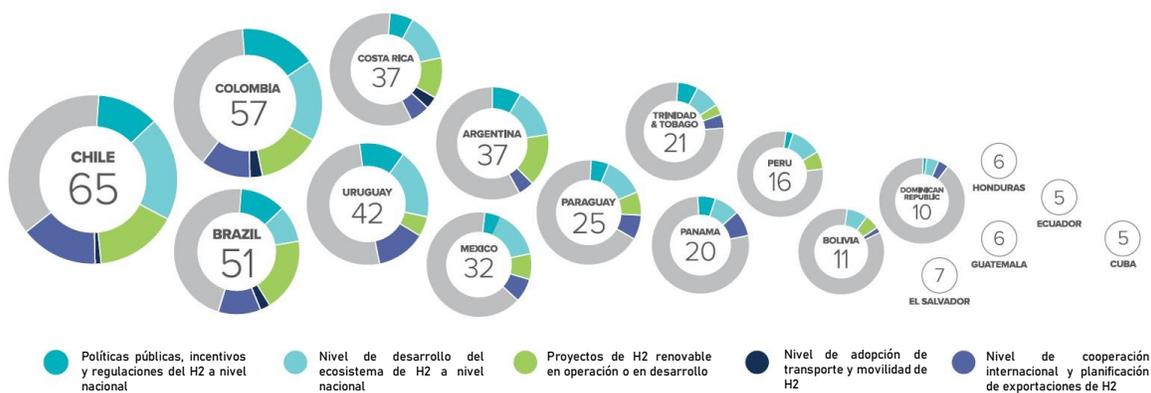


Figura 38. Indicador H2LAC para diferentes países de ALC.

Tomado de [88]. El Índice H2LAC evalúa el mercado de hidrógeno en América Latina y el Caribe en cinco dimensiones clave. Chile, Colombia y Brasil lideran en tecnologías de hidrógeno en la región.

Chile se posiciona como un líder en el avance del hidrógeno verde, basando su ambición de convertirse en un importante exportador para el 2030 considerando su alto potencial de recursos solar y eólico. Esta estrategia le permite aprovechar la generación excedente de energía solar. Recientemente, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) anunció una inversión de 1000 millones de dólares para promover proyectos en esta área [93].

Colombia ha trazado una hoja de ruta para desarrollar hasta 3 GW de capacidad de electrólisis para 2030 y planea implementar el hidrógeno verde a gran escala en el sector transporte. Además, ha suscrito un memorando de entendimiento con el gobierno alemán para evaluar las cadenas de producción y transporte de hidrógeno verde para aplicaciones en celdas de combustible y fertilizantes. Brasil también ha realizado inversiones significativas y se ha fijado la meta de

producir 500 kt de hidrógeno verde para el 2030, aprovechando su sólida base industrial y una abundante oferta de energía renovable. Uruguay se compromete con la expansión del hidrógeno verde, planeando instalar 20 GW de capacidad de producción para 2040 a través del programa H2U impulsado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, involucrando a diversos organismos nacionales en el desarrollo de una estrategia integral en el país. Otros países de América Latina, como Argentina y México, también están avanzando en la construcción de industrias de hidrógeno verde, aprovechando sus recursos de energía renovable y bases industriales para la producción y exportación de hidrógeno verde [93]. En la Figura 39 se muestran los países de la región con estrategias, políticas u hojas de ruta para incentivar el hidrógeno verde en América Latina y el Caribe.



Figura 39. Políticas de hidrógeno en ALC.

Tomado de [94]. La figura muestra las políticas de hidrógeno en ocho países de América Latina. Chile lidera con una estrategia integral y metas ambiciosas. Colombia tiene una hoja de ruta con objetivos de producción y capacidad. Argentina tiene una estrategia, pero sin metas específicas. Uruguay y Costa Rica lanzaron estrategias en 2022 y 2023 con objetivos de capacidad. Perú y México han propuesto hojas de ruta. Brasil carece de una estrategia consolidada. En términos de regulaciones, América Latina enfrenta desafíos debido a la falta de regulaciones específicas para el hidrógeno y regulaciones obsoletas. Algunos países, como Argentina, Chile, Colombia, y Costa Rica, están trabajando en nuevas regulaciones o políticas para promover el hidrógeno verde. Colombia ofrece incentivos fiscales para el hidrógeno verde. Perú y México mencionan el hidrógeno en relación con la producción y exploración. Uruguay planea establecer regulaciones sectoriales en 2024.

En el sector industrial, en el año 2020, la demanda global de hidrógeno (90 Mt) se centró en los procesos de refinación, representando el 44,4%, seguido de su uso como materia prima en la producción de amoníaco (37,7%) y metanol (16,6%). En la región, Trinidad y Tobago destaca como el principal consumidor, siendo responsable del 40% del consumo global de hidrógeno [88]. Este país produce hidrógeno a través del reformado con vapor de gas natural sin captura de carbono, lo que produce el mayor índice de emisiones per cápita en la región en el sector industrial

(Casi 5 veces mayor que el segundo más alto) [88]. En el marco de la hoja de ruta para una economía basada en el hidrógeno verde en Trinidad y Tobago [95], se reconoce el alto potencial del hidrógeno verde en la industria cementera debido a su elevado índice de emisiones por unidad de producto. Además, el hidrógeno verde se considera fundamental para la producción de amoníaco y metanol como alternativa sostenible a la producción a partir de combustibles fósiles.

México también desempeña un papel relevante en la transición hacia el hidrógeno verde. Un estudio realizado por la Asociación Mexicana de Hidrógeno [96] señala que el país se ha centrado en la potencial sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde en el sector petroquímico. Además, en industrias clave como la siderurgia, química, vidrio y cemento, se prevé la utilización de mezclas que incorporan hidrógeno verde y gas natural como parte de su estrategia de descarbonización [96].

En Costa Rica, el hidrógeno verde se proyecta como un sustituto efectivo de combustibles fósiles en el sector del calor industrial, reemplazando GLP, queroseno y fueloil, especialmente en aplicaciones de alta temperatura (>400°C). Para el año 2050, se espera que el hidrógeno abastezca entre el 6% y el 10% de la demanda energética industrial, reduciendo el consumo de GLP y fueloil hasta en un 35%. En el ámbito químico existen oportunidades para su crecimiento en industrias como la producción de fertilizantes, acero, vidrio y grasas hidrogenadas, lo que podría fortalecer la economía y la sostenibilidad del país [97].

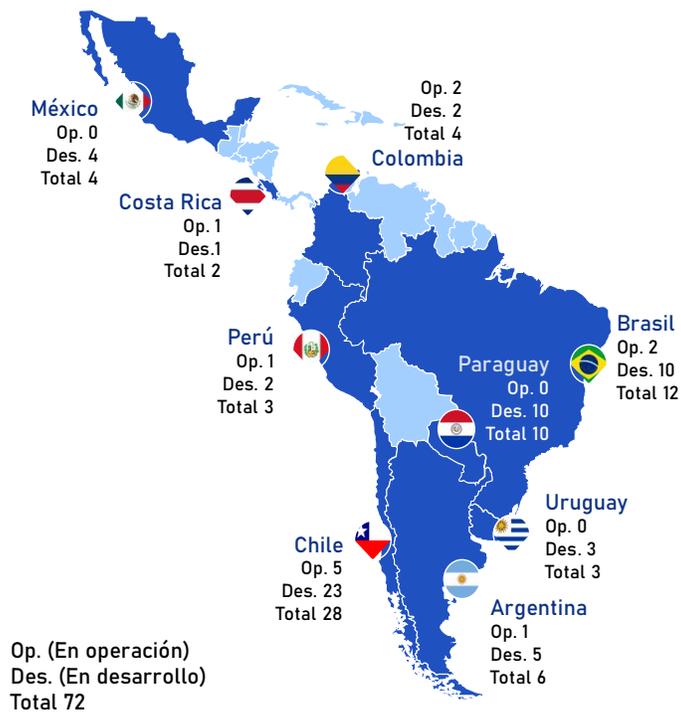


Figura 40. Proyectos de producción de hidrógeno en países de América Latina y el Caribe.

Adaptado de [94] y [98]. La figura ilustra la distribución de proyectos de hidrógeno en América Latina y el Caribe. Chile lidera con 28 proyectos, seguido de Brasil con 12, Paraguay con 10 en desarrollo, Argentina con 6, Colombia con 4 al igual que México, Perú con 3 al igual que Uruguay y Costa Rica con 2. Se destacan proyectos operativos en Chile y Colombia que abarcan diversas aplicaciones de producción de hidrógeno.

En cuanto a proyectos de H₂, en ALC existen más de 70 proyectos de producción de hidrógeno en diversas etapas de desarrollo [94], principalmente en las fases conceptuales, de desarrollo y construcción como se muestra en la Figura 40. Aunque la producción actual de hidrógeno se basa en gran medida en combustibles fósiles sin captura, algunos países de la región han comenzado a explorar la electrólisis del agua. Por ejemplo, Perú opera el electrolizador más antiguo del mundo para producir hidrógeno utilizando electricidad de la red desde 1965 y, recientemente, ha avanzado hacia la adopción de energía renovable mediante acuerdos de compra de energía (PPA) certificada bajo estándares ecológicos [94]. Además, Argentina inauguró el primer proyecto piloto de hidrógeno renovable en ALC en 2008 a través de Hychico, generando 52 toneladas de hidrógeno renovable al año a partir de energía eólica. La región también ha implementado electrolizadores en menor escala en proyectos como el de Cerro Pabellón en Chile, el piloto de Ad Astra Servicios Energéticos y Ambientales en Costa Rica y el primer proyecto piloto de Colombia operado por Ecopetrol [94]. Estas iniciativas están contribuyendo al desarrollo y la adopción de tecnologías de hidrógeno renovable en la región. La Tabla 6 resume los tipos de fuentes de energías renovables (ER) en la producción de hidrógeno verde y los usos finales priorizados por país [99].

Tabla 6. Tipos de fuentes de ER en producción de hidrógeno verde y usos finales priorizados por país. Adaptado de [88] y [99]. La tabla ofrece una visión general de las fuentes de energía renovable utilizadas para producir hidrógeno verde en varios países de América Latina, así como sus usos prioritarios. Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Paraguay y Uruguay emplean diversas fuentes como solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa y geotérmica para aplicaciones en refinación de petróleo, químicos, siderurgia, cemento, transporte, alimentos y más. Estos países están aprovechando sus recursos de energía renovable para impulsar la transición hacia una matriz energética más sostenible.

País	Tipos de fuentes de energías renovables para hidrógeno verde	Usos finales priorizados
Brasil	Solar	Refinación de petróleo, producción de fertilizantes y químicos a base de NH ₃ , siderurgia (altos hornos), cemento.
	Eólica	
	Hidroeléctrica	
	Biomasa	
Chile	Solar	Refinación de petróleo, químicos-metanol, siderurgia (altos hornos), cemento.
	Eólica	
	Solar concentrada	
	Hidroeléctrica	
Colombia	Solar	Refinación de petróleo, químicos a base de NH ₃ , siderurgia (altos hornos), cemento. Otros usos son la minería, la industria alimentaria (grasas y aceites) y la producción de vidrio flotado.
	Eólica	
	Hidroeléctrica	
	Biomasa	
	Geotérmica	
Costa Rica	Mareomotriz	Cemento, sector alimenticio (grasas hidrogenadas), los productos sanitarios (uso no especificado) y el acero (proceso de galvanización).
	Solar	
	Eólica	
	Hidroeléctrica	
El Salvador	Geotérmica	Transporte, industria y exportación
	Biomasa	
	Hidroeléctrica	
Paraguay	Solar	Transporte, industria de alimentos, química, siderurgia, producción de e-fuels y exportación
	Hidroeléctrica	
Uruguay	Solar	Cemento y producción de fertilizantes
	Eólica	

En lo que respecta a las fuentes renovables para la generación de hidrógeno, se espera que el LCOH de tecnologías de bajas emisiones comience a ser más competitivo que el de las tecnologías convencionales. Además, estas últimas podrían verse afectadas por penalizaciones debido a los precios de fijación del carbono. La Figura 41 muestra el LCOH de tecnologías específicas de hidrógeno gris e hidrógeno de bajas emisiones, mientras que la Tabla 7 presenta el LCOH para los países de ALC.

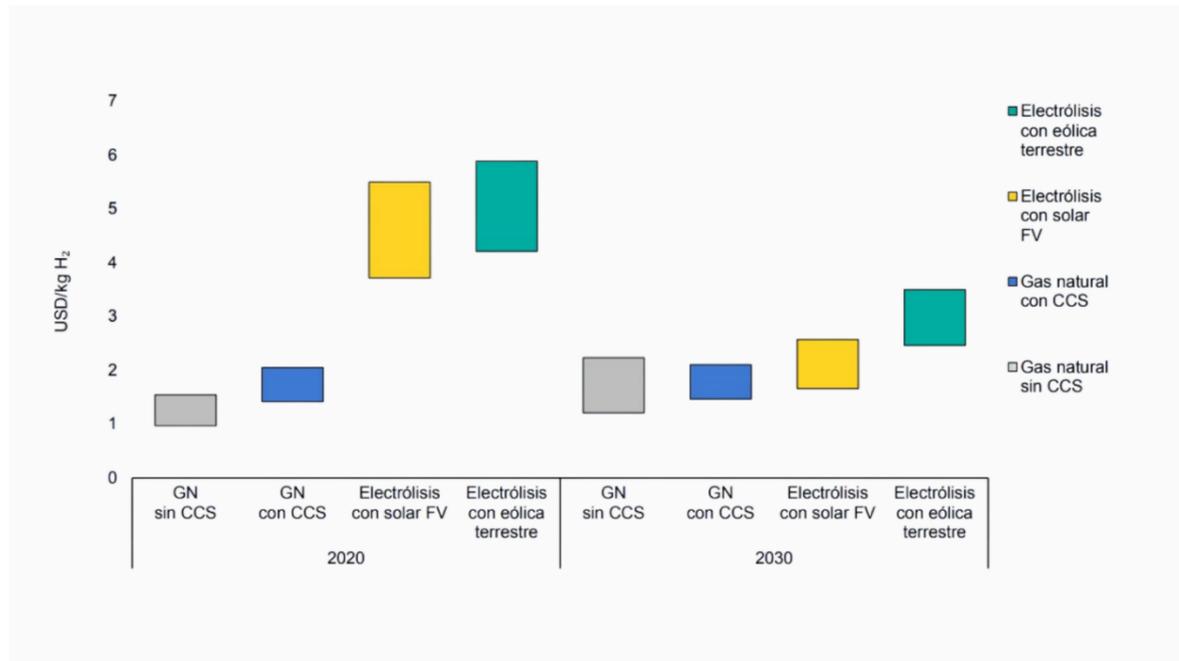


Figura 41. Proyección de LCOH hasta 2030 según tecnologías.

Tomado de [77]. La producción de hidrógeno a partir de gas natural mediante reformado con vapor es la opción más económica, pero la fijación de precios al carbono es esencial para competir con tecnologías de menor emisión de carbono, como la electrólisis del agua. Aunque el CCUS hace que el hidrógeno de combustibles fósiles sea costoso, un precio de carbono de \$60 por tonelada podría igualarlos. La ubicación en áreas con buenos recursos eólicos y solares reduce los costos eléctricos, y la desalinización tiene un impacto menor en los costos totales. En última instancia, los precios de la energía y los costos de CCUS seguirán siendo factores clave en la producción de hidrógeno.

Tabla 7. Proyección de LCOH en USD/KG hasta 2050 en países de ALC según el tipo de hidrógeno.

Adaptado de [88]. La tabla muestra el LCOH de algunos países de ALC en función al tipo de hidrógeno. Donde * indica hidrógeno gris y ** indica hidrógeno azul.

País	2020	2030	2050
Argentina	1,4-1,8 *	1,5-1,6	---
Brasil	---	1,3-1,5	1,25
Chile	1,7-2,60	1,3-1,8	0,8-1,1
Colombia	1,9-2,50 *	2,2-3 *	2,9-4,4 *
	2,4 **	2,4 **	2,4-2,5**
	2,8-6,6	1,7-3,7	1,5-2,4
Costa Rica	2,1-5,8	1*	2,8*
		2-4,8	1,2-1,9
México	4,75	2,55-3,25	1,22-1,5
Perú	2,6	1,9	1,0
Uruguay	1,1-1,7	1,0-1,4	---

8. CONCLUSIONES

Las industrias intensivas en energía son uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero, representando el 25% del total de las emisiones globales de CO₂. Estas industrias, así como otros sectores de la economía, esperan también alcanzar la carbono neutralidad en el 2050 a través de la implementación de tecnologías y uso de combustibles de bajo carbono, medidas de eficiencia energética, captura y secuestro de CO₂ y economía circular. En este reporte se presentaron los desafíos y oportunidades que la transición energética supone para sectores industriales intensivos en energía en ALC, así como las políticas públicas dirigidas a estos sectores en el contexto de una transición energética justa. La industria regional, responsable del 15% de las emisiones directas en 2019, se enfrenta a la necesidad crucial de reducir sus emisiones, especialmente en industrias como la cementera, siderúrgica y química, que juntas representan cerca del 90% de las emisiones del sector.

Para lograr la descarbonización, se proponen diversas estrategias, desde la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono hasta la adopción de fuentes de energía renovable y la promoción del hidrógeno verde. Sin embargo, estos esfuerzos se ven obstaculizados por desafíos económicos, resistencia al cambio y barreras del mercado. La implementación efectiva de estas estrategias requiere la promulgación de políticas y regulaciones específicas, incluyendo sistemas de precios al carbono y ajustes de frontera de carbono. Además, los incentivos financieros y el poder de compra gubernamental desempeñan un papel crucial en este proceso.

El gas natural y el hidrógeno verde surgen como elementos clave en la transición hacia una matriz energética más sostenible en ALC. Aunque el gas natural representa una alternativa favorable a los combustibles fósiles, se espera que su demanda disminuya hacia 2030. Por otro lado, el hidrógeno verde se presenta como una opción prometedora, especialmente en sectores donde la electrificación es inviable.

En conclusión, la descarbonización en las industrias de alto consumo energético en ALC es un desafío significativo, pero es esencial en el contexto de la crisis climática global. La colaboración estrecha entre gobiernos y empresas, junto con la adopción de tecnologías avanzadas y la implementación de políticas específicas, son fundamentales para lograr un escenario de cero emisiones netas y avanzar hacia una producción más sostenible en la región. Estos esfuerzos no solo son vitales para el futuro de ALC, sino que también tienen un impacto significativo en la mitigación del cambio climático a nivel mundial.

9. REFERENCIAS

- [1] K. Worth, “La COP27 llega a un acuerdo decisivo sobre un nuevo fondo de ‘pérdidas y daños’ para los países vulnerables | CMNUCC,” Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. [Online]. Available: <https://unfccc.int/es/news/la-cop27-llega-a-un-acuerdo-decisivo-sobre-un-nuevo-fondo-de-perdidas-y-danos-para-los-paises>
- [2] International Energy Agency, “Energy Technology Perspectives,” 2020. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [3] International Energy Agency, “Achieving Net Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members,” 2022. Accessed: Aug. 13, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [4] United Nations Economic Commission for Europe Highlight, “Carbon neutral energy intensive industries Technology brief,” 2020.
- [5] T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura, and M. Yujato, “Panorama energético de América Latina y el Caribe 2022,” 2022.
- [6] GID (Global Infrastructure Emission Database), “GCED (Cement Emission Database).” [Online]. Available: <http://gidmodel.org/>
- [7] D. Tong *et al.*, “Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target,” *Nature*, vol. 572, no. 7769, pp. 373–377, Aug. 2019, doi: 10.1038/s41586-019-1364-3.
- [8] J. Liu *et al.*, “Carbon and air pollutant emissions from China’s cement industry 1990–2015: trends, evolution of technologies, and drivers,” *Atmos Chem Phys*, vol. 21, no. 3, pp. 1627–1647, Feb. 2021, doi: 10.5194/acp-21-1627-2021.
- [9] GID (Global Infrastructure Emission Database), “GISD (Iron and Steel Emission Database).” [Online]. Available: <http://gidmodel.org/dataset-gisd>
- [10] X. Wang, Y. Lei, L. Yan, T. Liu, Q. Zhang, and K. He, “A unit-based emission inventory of SO₂, NO_x and PM for the Chinese iron and steel industry from 2010 to 2015,” *Science of The Total Environment*, vol. 676, pp. 18–30, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.SCITOTENV.2019.04.241.
- [11] Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana, “Anuario Petroquímico Latinoamericano.” [Online]. Available: https://apla.lat/anuario/anuario_home.php
- [12] Methanex, “Methanex Corporation Annual Report,” 2019.
- [13] Dirección general de gas natural y petroquímicos, “Prontuario estadístico,” 2020.
- [14] “IFASTAT | Databases,” International Fertilizer Association. [Online]. Available: <https://www.ifastat.org/databases>
- [15] “La producción de amoníaco en Pemex en tiempos de AMLO.” Accessed: Aug. 08, 2023. [Online]. Available: <https://expansion.mx/opinion/2021/02/09/la-produccion-de-amoniaco-en-pemex-en-tiempos-de-amlo>

- [16] “Top countries for Ammonia Production.” Accessed: Aug. 08, 2023. [Online]. Available: <https://www.nationmaster.com/nmx/ranking/ammonia-production>
- [17] “USGS.gov | Science for a changing world.” Accessed: Aug. 08, 2023. [Online]. Available: <https://www.usgs.gov/>
- [18] F. Pomponi and A. Stephan, “Water, energy, and carbon dioxide footprints of the construction sector: A case study on developed and developing economies,” *Water Res*, vol. 194, p. 116935, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.watres.2021.116935.
- [19] World Steel Association, “Water management in the steel industry Public policy paper,” 2020.
- [20] J. S. Pelegrín, R. Jairo, and R. Suárez Galíndez, “Impactos ambientales de la industria química: análisis de un estudio de caso y propuesta de manejo frente a derrames ácidos y/o básicos,” *Universidad Santiago de Cali*, pp. 41–90, 2021.
- [21] International Energy Agency, “Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry,” 2018. Accessed: Jun. 12, 2023. [Online]. Available: www.wbcsdcement.org.
- [22] T. Czigler, S. Reiter, P. Schulze, and K. Somers, “Laying the foundation for zero-carbon cement,” 2020.
- [23] International Energy Agency, “Cement.” Accessed: Jul. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/industry/cement>
- [24] M. Rahnama Mobarakeh and T. Kienberger, “Climate neutrality strategies for energy-intensive industries: An Austrian case study,” *Clean Eng Technol*, vol. 10, p. 100545, Oct. 2022, doi: 10.1016/J.CLET.2022.100545.
- [25] European Commission, “Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques in the Cement and Lime Manufacturing Industries,” 2001.
- [26] Oficemen, “Proceso de fabricación del cemento.” Accessed: Jun. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.oficemen.com/el-cemento/proceso-de-fabricacion/>
- [27] Federación Interamericana del Cemento, “Cemento y Concreto de Iberoamérica y el Caribe Edición 9,” 2022. [Online]. Available: <https://ficem.org/revista-concreto-y-cemento-2022/index.html#p=1>
- [28] R. P. Soto, “Federación Interamericana del Cemento: Hoja de ruta,” 2017.
- [29] International Energy Agency, “Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry,” 2018. Accessed: Jun. 04, 2023. [Online]. Available: www.wbcsdcement.org.
- [30] Federación Interamericana del Cemento and Cámara nacional del cemento, “Hoja de Ruta México - Industria del cemento,” 2023.
- [31] Federación Interamericana del Cemento and Cámara Colombiana del Cemento y el Concreto, “Hoja de Ruta Colombia - Industria del cemento,” 2021.

- [32] “Cement Types.” Accessed: Aug. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.cement.org/cement-concrete/concrete-materials/cement-types>
- [33] ASTM International, “C150/C150M-22 Standard Specification for Portland Cement,” 2022 doi: 10.1520/C0150_C0150M-22.
- [34] European Cement Research Academy GmbH and Global Cement and Concrete Association, “State of the Art Cement Manufacturing Current technologies and their future development,” 2022, Accessed: Jul. 13, 2023. [Online]. Available: www.ecra-online.org
- [35] R. T. Kusuma, R. B. Hiremath, P. Rajesh, B. Kumar, and S. Renukappa, “Sustainable transition towards biomass-based cement industry: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 163, p. 112503, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112503.
- [36] Global Cement and Concrete Association, “Futuro concreto de la GCCA; plan de trabajo hacia la neutralidad en carbono,” 2020.
- [37] Sindicato Nacional da Indústria do Cimento, “ROADMAP TECNOLÓGICO DO CIMENTO,” 2019.
- [38] D. Ó Céileachair, R. O’Shea, J. D. Murphy, and D. M. Wall, “The effect of seasonal biomass availability and energy demand on the operation of an on-farm biomethane plant,” *J Clean Prod*, vol. 368, p. 133129, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.133129.
- [39] C. L. Williams, T. L. Westover, R. M. Emerson, J. S. Tumuluru, and C. Li, “Sources of Biomass Feedstock Variability and the Potential Impact on Biofuels Production,” *Bioenergy Res*, vol. 9, no. 1, pp. 1–14, Mar. 2016, doi: 10.1007/s12155-015-9694-y.
- [40] International Energy Agency, “Technology Perspectives Energy Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions,” 2020, Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [41] S. Griffiths *et al.*, “Decarbonizing the cement and concrete industry: A systematic review of socio-technical systems, technological innovations, and policy options,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 180, p. 113291, Jul. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2023.113291.
- [42] E. Benhelal, E. Shamsaei, and M. I. Rashid, “Challenges against CO₂ abatement strategies in cement industry: A review,” *Journal of Environmental Sciences*, vol. 104, pp. 84–101, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jes.2020.11.020>.
- [43] M. Schneider, M. Romer, M. Tschudin, and H. Bolio, “Sustainable cement production—present and future,” *Cem Concr Res*, vol. 41, no. 7, pp. 642–650, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2011.03.019>.
- [44] Z. Söğüt, Z. Oktay, and H. Karakoç, “Mathematical modeling of heat recovery from a rotary kiln,” *Appl Therm Eng*, vol. 30, no. 8, pp. 817–825, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2009.12.009>.
- [45] C. Bataille, “Low and zero emissions in the steel and cement industries: Barriers, technologies and policies,” OECD, Paris, 2020.

- [46] R. Lohwasser and R. Madlener, “Relating R&D and investment policies to CCS market diffusion through two-factor learning,” *Energy Policy*, vol. 52, pp. 439–452, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.061>.
- [47] J. H. Wesseling and A. Van der Vooren, “Lock-in of mature innovation systems: the transformation toward clean concrete in the Netherlands,” *J Clean Prod*, vol. 155, pp. 114–124, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.115>.
- [48] J. Di Filippo, J. Karpman, and J. R. DeShazo, “The impacts of policies to reduce CO2 emissions within the concrete supply chain,” *Cem Concr Compos*, vol. 101, pp. 67–82, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2018.08.003>.
- [49] K. Turner, J. Race, O. Alabi, A. Katris, and J. K. Swales, “Policy options for funding carbon capture in regional industrial clusters: What are the impacts and trade-offs involved in compensating industry competitiveness loss?,” *Ecological Economics*, vol. 184, p. 106978, Jun. 2021, doi: [10.1016/j.ecolecon.2021.106978](https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2021.106978).
- [50] N. Cadavid-Giraldo, M. C. Velez-Gallego, and A. Restrepo-Boland, “Carbon emissions reduction and financial effects of a cap and tax system on an operating supply chain in the cement sector,” *J Clean Prod*, vol. 275, p. 122583, Dec. 2020, doi: [10.1016/j.jclepro.2020.122583](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122583).
- [51] International Energy Agency, “Iron and Steel Technology Roadmap Towards more sustainable steelmaking Part of the Energy Technology Perspectives series,” 2020. Accessed: Jul. 31, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [52] BHP, “Pathways to decarbonisation episode two: steelmaking technology.” Accessed: Jul. 31, 2023. [Online]. Available: <https://www.bhp.com>
- [53] World Steel Association, “Energy use in the steel industry,” 2021.
- [54] World Steel Association, “Sustainability performance of the steel industry 2003-2021,” 2022.
- [55] C. C. Tuck, “Iron and Steel - 2018 Minerals Yearbook,” *U.S. GEOLOGICAL SURVEY*, 2019, Accessed: Aug. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/>
- [56] Asociación Latinoamericana del Acero, “América latina en cifras,” 2022.
- [57] World Steel Association, “World Steel in Figures,” 2023.
- [58] Instituto Latinoamericano del Acero, “La Industria Latinoamericana del Acero ante el Cambio Climático,” 2021.
- [59] S. Zhang, B. Yi, F. Guo, and P. Zhu, “Exploring selected pathways to low and zero CO2 emissions in China’s iron and steel industry and their impacts on resources and energy,” *J Clean Prod*, vol. 340, p. 130813, Mar. 2022, doi: [10.1016/j.jclepro.2022.130813](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130813).
- [60] J. Kim *et al.*, “Decarbonizing the iron and steel industry: A systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 89, p. 102565, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102565>.

- [61] Y. Li and L. Zhu, “Cost of energy saving and CO₂ emissions reduction in China’s iron and steel sector,” *Appl Energy*, vol. 130, pp. 603–616, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.014>.
- [62] J. H. Wesseling, S. Lechtenböhmer, M. Åhman, L. J. Nilsson, E. Worrell, and L. Coenen, “The transition of energy intensive processing industries towards deep decarbonization: Characteristics and implications for future research,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1303–1313, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.156>.
- [63] A. S. M. M. Hasan, Md. T. Hoq, and P. Thollander, “Energy management practices in Bangladesh’s iron and steel industries,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 230–236, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.09.002>.
- [64] OECD Environment Programme, “Environmental policy in the steel industry: Using economic instruments,” 2002.
- [65] Mission Possible Partnership, “Net-Zero Steel sector transition strategy,” 2021.
- [66] J. Rissman *et al.*, “Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070,” *Appl Energy*, vol. 266, p. 114848, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114848>.
- [67] International Energy Agency, “Chemicals.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/industry/chemicals>
- [68] K. Smart, “Review of Recent Progress in Green Ammonia Synthesis : Decarbonisation of fertiliser and fuels via green synthesis,” *Johnson Matthey Technology Review*, vol. 66, no. 3, pp. 230–244, Jul. 2022, doi: 10.1595/205651322X16334238659301.
- [69] I. Dincer, D. Erdemir, M. I. Aydin, H. Karasu, and G. Vezina, “Ammonia Energy Technologies,” vol. 91, 2022, doi: 10.1007/978-3-031-13532-3.
- [70] IRENA and Methanol Institute, *Innovation outlook: renewable methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- [71] S. S. Tabibian and M. Sharifzadeh, “Statistical and analytical investigation of methanol applications, production technologies, value-chain and economy with a special focus on renewable methanol,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 179, p. 113281, Jun. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2023.113281.
- [72] International Energy Agency, “The Future of Petrochemicals Towards more sustainable plastics and fertilisers Together Secure Sustainable.” Accessed: Aug. 08, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [73] PlascticsEurope, “Plásticos-Situación en 2020”.
- [74] W. Vermeiren and J.-P. Gilson, “Impact of Zeolites on the Petroleum and Petrochemical Industry,” *Top Catal*, vol. 52, no. 9, pp. 1131–1161, Aug. 2009, doi: 10.1007/s11244-009-9271-8.
- [75] A. Hamid, *A Review of the Proposed Pakistan Thailand Free Trade Agreement*. 2018.

- [76] Banco de desarrollo de América Latina, “Nota de Productividad Trinidad y Tobago Una economía dual limitada por baja calidad de insumos públicos,” 2021.
- [77] International Energy Agency, “Hidrógeno en América Latina: De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala,” 2021. Accessed: Aug. 09, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [78] “Energy Technology Perspectives,” 2020. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [79] International Energy Agency, “Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production,” 2021. Accessed: Aug. 06, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [80] IRENA and Methanol Institute, “Innovation outlook: Renewable methanol,” Abu Dhabi, 2021. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [81] Alfa Laval, Hafnia, H. Topsøe, Vestas, and Siemens Gamesa, “Ammonfuel-an industrial view of ammonia as a marine fuel,” 2020.
- [82] IRENA and AEA, “Innovation outlook: Renewable ammonia,” Abu Dhabi, 2022. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [83] C. Chung, J. Kim, B. K. Sovacool, S. Griffiths, M. Bazilian, and M. Yang, “Decarbonizing the chemical industry: A systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 96, p. 102955, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.102955>.
- [84] A. Mah, “Future-Proofing Capitalism: The Paradox of the Circular Economy for Plastics,” *Glob Environ Polit*, vol. 21, no. 2, pp. 121–142, 2021, doi: [10.1162/glep_a_00594](https://doi.org/10.1162/glep_a_00594).
- [85] EY - US, “How key industries would fare under a carbon tax.” Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: https://www.ey.com/en_us/tax/how-key-industries-would-fare-under-a-carbon-tax
- [86] Inter-American Development Bank, “Status and trends of compliance and voluntary carbon markets in Latin America,” 2021, Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: www.ieta.org
- [87] World Bank, “State and Trends of Carbon Pricing 2022,” Washington, DC: World Bank, May 2022. doi: [10.1596/978-1-4648-1895-0](https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1895-0).
- [88] M. González, P. Ferragut, and G. Koutoudjian, “Latin America & the Caribbean: Natural Gas in the Transition to Low-Carbon Economies,” 2023.
- [89] IPCC, “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,” 2006. [Online]. Available: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
- [90] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2022,” 2022. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [91] World Energy Council, EPRI, and PwC, “Hydrogen on the horizon: ready, almost set, go?,” 2021. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: www.worldenergy.org

- [92] F. Salas, C. López, and J. Duque, “2022 H2LAC Index,” 2022. [Online]. Available: <https://index.newenergyevents.com/hubfs/H2LAC%202022%20Index/2022%20H2LAC%20Index%20-%20Español.pdf>
- [93] F. Vanoy, “El desarrollo de la industria del hidrógeno verde en América Latina,” Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe. [Online]. Available: <https://www.caf.com/es/conocimiento/visiones/2023/07/el-desarrollo-de-la-industria-del-hidrogeno-verde-en-america-latina/>
- [94] I. Boese and I. Soto, “Renewable Hydrogen in Latin America and te Caribbean: Opportunities, Challenges and Pathways,” 2023. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: www.h2chile.cl
- [95] S. Jugessur *et al.*, “The roadmap for a green hydrogen economy in Trinidad and Tobago,” Washington, D. C., Nov. 2022. doi: 10.18235/0004555.
- [96] Asociación Mexicana de Hidrógeno, “Hidrógeno Verde: El vector energético para descarbonizar la economía de México,” May 2022.
- [97] Cámara de Industrias de Costa Rica, “Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde de Costa Rica,” 2022.
- [98] IEA, “Hydrogen Projects Database.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>
- [99] R. Martínez, “Hidrógeno verde: Vector energético para el desarrollo de América Latina y el Caribe,” *Comisión Económica para América Latina y el Caribe*. 2022.
- [100] Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Biblioguias: Huella de carbono: Leyes y políticas de los países de la región,” 2023, Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: <https://biblioguias.cepal.org/c.php?g=159523&p=9399514>

10. ANEXOS.

Políticas existentes en la región de subsidios o incentivos a inversión en prácticas de descarbonización [100]:

País	Legislaciones y prácticas
 Anguilla	Climate Change Policy (Draft)
 Antigua and Barbuda	Act N°10/2019 - Environmental Protection and Management Act
 Argentina	Ley N° 27.520 de presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global
 Barbados	National Climate Change Policy
 Belize	National Climate Change Policy
 Bermuda	National Fuels Policy
 Bolivia	Ley N° 300 - Marco de la madre tierra y desarrollo integral para vivir bien
 Brasil	Lei N° 12.187 - Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências
 British Virgin Islands	Climate Change Adaptation Policy
 Cayman Islands	Climate Change Policy Draft
 Chile	Ley N° 21.455 - Marco de cambio climático
 Collectivity of Saint Martin	National Energy Policy
 Colombia	Ley N° 2.169 - Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país
 Costa Rica	Decreto N° 41.122 - Oficializa Programa País Carbono Neutralidad 2.0
 Cuba	Ley N° 81 del Medio Ambiente. Art. 118
 Curaçao	Climate Change Policy Assessment
 Dominica	Climate Change, Environment and Development Draft Bill (No publicado)
 República Dominicana	Decreto 269-15: Política Nacional de Cambio Climático
 Ecuador	Código Orgánico del Ambiente
 El Salvador	Decreto N° 233 - Ley del Medio Ambiente
 Granada	National Climate Change Policy for Grenada, Carriacou and Petite Martinique (2017-2021)
 Guatemala	Decreto N° 7-2013 - Ley Marco para Regular la Reducción de la Vulnerabilidad
 Guyana	National Climate Change Policy
 Haití	Politique Nationale de Lutte Contre les Changements Climatiques
 Honduras	Decreto N° 297-2013 - Ley de Cambio Climático
 Jamaica	Climate Change Policy Framework
 México	Ley General de Cambio Climático
 Montserrat	Climate Change Policy Draft
 Nicaragua	Decreto 7-2019 - Decreto para establecer la Política Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático
 Panamá	Decreto N°100-2020 - Reglamenta el Capítulo II del Título V del texto único de la Ley 41 de 1 de julio de 1998
 Paraguay	Ley N°5.211 - De calidad del aire
 Perú	Ley N°30.754 - Marco sobre cambio climático
 Puerto Rico	Ley N°33-2019 de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático

	Saint Kitts and Nevis	National Climate Change Policy (Documento no disponible)
	Saint Lucia	Updated Nationally Determined Contribution
	Saint Vincent and the Grenadines	National Climate Change Policy
	Surinam	National Climate Change Policy (2014-2021)
	The Bahamas	Act N°15/2022 - Climate Change and Carbon Market Initiatives Bill
	Trinidad and Tobago	National Climate Change Policy
	Turks and Caicos Islands	Climate Change Policy Draft
	United States Virgin Islands	Executive Order N°474-2015: Climate Change
	Uruguay	Política Nacional de Cambio Climático
	Venezuela	Ley de Calidad de las Aguas y del Aire