



Imagen: Planta de exportación de e-metanol en Örnsköldsvik, Suecia
Fuente: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/orsted-takes-big-stake-in-pioneering-e-methanol-plant-to-turn-shipping-greener/2-1-1143288>

**CONSULTORÍA:
IDENTIFICACIÓN DE LOS BIENES Y SERVICIOS QUE
SON REQUERIDOS PARA LA CAPTURA, SECUESTRO Y
UTILIZACIÓN DE CARBONO DE ACUERDO CON LO
ESTABLECIDO EN LA LEY 2099 DE 2021.
INFORME NO 2: USOS**

Bogotá, septiembre de 2022



Contenido

1. Objeto de la consultoría – Aspectos metodológicos.....	7
1.1 Metodología de la presente consultoría.....	8
1.2 Fundamentos del Dióxido de carbono	8
1.3 En que consiste el CCS y el CCUS.....	10
1.4 Costos de producción del CCS y el CCUS – punto de partida para sus usos	13
2. Situación comercial y técnica del uso del CO ₂ proveniente de procesos de Captura y Almacenamiento de carbono bajo tierra	16
2.1 Alternativas a partir del CO ₂ capturado en gran escala -potenciales.....	16
2.2 Usos hoy y a futuro del dióxido de carbono	17
2.3 Combustibles derivados del CO ₂	19
2.4 Químicos derivados del CO ₂	22
2.5 Materiales de construcción derivados del CO ₂	23
2.6 Materiales de construcción derivados del CO ₂	24
2.7 Mejora del rendimiento de procesos biológicos con CO ₂	25
3. Perspectivas de uso del CO ₂ de gran escala a partir de reservorios de CCS	27
4. Listas de servicios y equipos necesarios para el desarrollo de un proyecto de uso de dióxido de carbono proveniente de CCS.....	31
4.1 Requisitos normativos primarios	31
Descuento en la renta.	32
Exclusión de IVA.	33
Depreciación Acelerada.	34
4.2 Hidrogenación del CO ₂ para la producción de Metanol.....	35
5. Sugerencias de temas adicionales de investigación.....	50
6. Bibliografía	62
7. ANEXOS	63
Anexo 1. Descripción equipos principales en la producción de metanol	63
Anexo 2. Descripción de equipos para la etapa de preinversión para la mineralización de cemento	68

Figuras

Figura 1 Diagrama presión-temperatura del CO ₂ puro	9
Figura 2 Diagrama solubilidad-presión del agua en CO ₂ puro	10
Figura 3 Descripción del proceso CCS-CCUS	11
Figura 4 Profundidades típicas de reservorios geológicos.....	12
Figura 5 Visión de las opciones de almacenamiento	13
Figura 6 Alternativas del uso del CO ₂ capturado a gran escala.....	16
Figura 7 Potencial de beneficios para el clima de los derivados del CO ₂ capturado a gran escala..	17
Figura 8 Composición de la demanda mundial de CO ₂ en la actualidad.....	18
Figura 9 Balances energéticos de producción de metano, metanol y diésel a partir de CO ₂	19
Figura 10 Rutas maduras de conversión del CO ₂ en químicos y combustibles	20
Figura 11 Costos referenciales de producción de combustibles derivado de CO ₂ en el corto/largo plazo	21
Figura 12 efecto de las FHL o horas de electrolineras vs precio al carbono y derivados.....	22
Figura 13 Rutas de conversión maduras del CO ₂ en materiales poliméricos.....	23
Figura 14 Rutas de conversión maduras del CO ₂ en concreto curado con agregados.....	24
Figura 15 Rutas de conversión maduras del CO ₂ para materiales de construcción con residuos industriales	25
Figura 16 Rutas de uso de CO ₂ para procesos biológicos	26
Figura 17 Costos de abatimiento de CO ₂ capturado (CCSU-McKinsey).....	29
Figura 18 Cadena de valor del Metanol en base a hidrógeno verde	30
Figura 19 Potencial del metanol en vehículos pesados y semipesados.....	30
Figura 20 Imágenes del catalizador CuZnAl (a, d, g) reducido con H ₂ , (b, e, h) reacción en 10 h, y (c, f, i) reacción en 720h.....	37
Figura 21 Reacción del catalizador Cu/ZnO	38
Figura 22 Esquema de proceso de hidrogenación industrial	39
Figura 23 Planta de metanol verde - China.....	39
Figura 24 Catalizador KATALCO serie 51	41
Figura 25 Arreglos típicos de plantas de metanol con reactores por tubos	42
Figura 26 reactor iso-térmico de LINDE	43
Figura 27 Vista transversal de reactor isotérmico con calentador enrollado de LINDE	43
Figura 28 Evaluación de productos basados en CO ₂	51
Figura 29 TRL para productos basados en CO ₂	52
Figura 30 Integración de negocios de química/combustibles com CCS/Hidrogeno verde.....	54
Figura 31 Etapas de mineralización y cambio de energía de formación.....	55
Figura 32 Caminos de los iones CO ₃ ²⁻ en reacción con partículas alcalinas solidas	58
Figura 33 integración de CO ₂ mineralizado a residuos alcalinos o minerales para formar materiales de construcción	59
Figura 34 esquema de proceso de mineralización de CO ₂ de reservorio	60
Figura 35 Vista de planta piloto de CaCO ₃	60
Figura 36 Análisis de huella de carbono de piloto de cemento CaCO ₃ comparada con producción industrial Portland.....	61

Tablas

Tabla 1 Resumen de costos operativos de plantas CCSU acumulado al almacenamiento.....	14
Tabla 2 Resumen de costos de pre-almacenamiento	14
Tabla 3 Resumen de costo y capacidad de almacenamiento global.....	15
Tabla 4 Resumen de costo de captura y concentraciones en la fuente.....	15
Tabla 5 Potencial de uso del CO ₂ de reservorios al 2050.....	27
Tabla 6 Costos comparados con productos hoy – análisis de brechas	28
Tabla 7 Listado de bienes para el uso de CO ₂ , susceptibles a incentivos tributarios	49
Tabla 8 Proyectos financiados por European Horizon 2020 en uso de CO ₂	53
Tabla 9 propiedades del agua y CO ₂ a 30oC y 1.013 Bar	56
Tabla 10 Equipos principales en la utilización del CO ₂ almacenado bajo tierra en la producción de Metanol.....	67
Tabla 11 Listado de bienes para I+D de cemento a partir de CO ₂ mineralizado.....	69

Lista de acrónimos

ASU	Air Separation Unit (unidad de separación de aire)
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage
CCUS	Carbon Capture Utilisation and Storage (Captura, almacenamiento y utilización de carbon)
BAU	Business As Usual
CCS	Carbon Capture & Storage (Captura & almacenamiento de carbón)
CCSU	Carbon Capture & Storage plus Utilization
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CAPEX	Capital Expenditures o Gastos de Capital/Inversión
DAC	Direct air capture
DEA	Diisopropanolamine
ETS	Emission Trading Scheme
EIA	Environmental Impact Assessment
EOR	Enhanced Oil Recovery (mejora de la recuperación de petróleo)
EJ	Exa Joule
FOAK	First of its kind
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HAZID	hazard identification
IEA	International Energy Agency (agencia internacional de energía)
IGCC	Integrated gasification combined cycle
IPCC	intergovernmental panel on climate change
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
LCA	Life-Cycle Assessment

LCOE	Levelized Costo of Energy (Costo nivelado de la energía eléctrica)
MDEA	MethylDiEthanolAmine
MEA	MonoEthanolAmine/ Mono-etanolamina
MJ	Mega Joule
Mw	Mega Watt
MRV	Monitoreo Reporte & Verificación
MMSCF	Millón de pies cúbicos estándar
NDC	Contribuciones Nacionales Determinadas
OECD	Organización para la Cooperación y el desarrollo económicos
PSA	Pressure Swing Adsorption
P&ID	process piping and instrumentation diagram
RWGS	Reaction Water Gas shift
UNFCCC	United Nations Framework on Climate Change Convention (Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático)

Informe No 2

Consultoría: identificación de los bienes y servicios que son requeridos para la Captura, secuestro y utilización de carbono de acuerdo con lo establecido en la ley 2099 de 2021.

1. Objeto de la consultoría – Aspectos metodológicos

El Decreto 1258 del 17 de junio de 2013 señala que la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio y régimen especial en materia de contratación. Colombia ha emprendido un camino hacia la descarbonización y la carbono neutralidad. En este sentido, el país ha suscrito el Acuerdo de París y se ha comprometido con una reducción del 51% de sus emisiones a 2030.

Para materializar las metas de reducción de emisiones, el Gobierno Nacional ha expedido la Ley 1715 de 2014 en la que se establece un marco normativo para apoyar el despliegue e integración de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética. Dentro de este marco se establecen incentivos tributarios para quienes inviertan en estas tecnologías.

Con la recién sancionada Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), el espectro de los proyectos que debe certificar la UPME se amplió. En esta nueva ley se establece que “las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario; depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014. Para lo cual se deberán registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios”.

Para dar cumplimiento a este nuevo rol, la Subdirección de Demanda ha identificado la necesidad de contar con una asesoría experta en las principales tecnologías de captura, almacenamiento y utilización de carbono. Lo anterior con el fin de definir una serie de bienes, equipos y maquinaria que sean necesarios exclusivamente para el desarrollo de este tipo de proyectos y que, por ende, puedan acceder a los beneficios tributarios que trata la Ley.

En este contexto, el cumplimiento de lo establecido por la Ley 2099 de 2021 es una oportunidad para que la UPME comience a construir conocimiento sobre las tecnologías actuales y consolide su ejercicio de vigilancia tecnológica en materia de captura, almacenamiento y utilización de carbono. Los resultados de este proyecto serán divulgados en la sección de nuestra página web dedicada al observatorio de energía.

1.1 Metodología de la presente consultoría

La presente consultoría empieza con una descripción de la situación actual de los costos de los procesos CCS que están actualmente en operación en el mundo, sobre todo con alta escala de producción y partir de estos se presenta un mapa de opciones para el uso del CO₂, con énfasis en alta escala.

El uso del CO₂ es uno de los desafíos ambientales más importantes que busca retener el CO₂ principalmente de dos formas, la primera en estado sólido o gaseoso como insumo útil para otros procesos lo que implica aplicaciones con catalizadores o bioenergía a través de algas y la segunda a través de su conversión a un producto estable y sólido que difícilmente revierta hacia la atmósfera. Los avances en este sentido son experimentales y todavía no existe una economía de CO₂ bien establecida.

Se incluye en el reporte un acápite para futuras investigaciones o desarrollos en línea con este estudio. No se incluye el uso del CO₂ para EOR en la recuperación de petróleo por ser una técnica antigua y que solo genera más emisiones, sin beneficio para el cambio climático y tampoco el uso de CO₂ para la industria de alimentos y bebidas debido a que el CO₂ recuperado de un proceso CCS arrastra sulfuros y otros contaminantes que obligarían a un proceso de filtrado estricto para su uso en consumo humano. El enfoque es como usar económicamente el CO₂ en gran escala que resulta de la recuperación de grandes operaciones de generación de energía o química.

De los análisis tecno económicos, finalmente la generación de químicos útiles tales como el *metanol*, es posiblemente el más importante a desarrollarse en el periodo 2022-2040 en grandes escalas y la mayoría de los proyectos de captura de CO₂ van a considerar el reusó del gas del reservorio para dar vida a una industria de metanol.

1.2 Fundamentos del Dióxido de carbono

El dióxido de carbono o CO₂ es un gas¹ sin color y de sabor ácido. Es uno de los más importantes de gases de efecto invernadero asociado al calentamiento global. Su presencia en la atmósfera es del orden de 410 partes por millón y proviene de la combustión de materiales que contienen carbón, de la respiración de animales y el procesamiento de las plantas en la fotosíntesis de carbohidratos.

La presencia de este gas en la atmósfera mantiene parte de la energía radiante que recibe la tierra desde el sol y la retorna al espacio, produciendo un balance denominado efecto invernadero. A nivel industrial es recuperado de procesos químicos o metalúrgicos en la preparación de hidrógeno por síntesis de amoníaco o de hornos rotatorios de cal.

¹ Ver definición en <https://www.britannica.com/science/carbon-dioxide>

Para efectos prácticos en los procesos que se describirán más adelante de captura por absorción o adsorción en caliente en corrientes industriales a presión atmosférica, licuación y bombeo a presiones altas para finalmente inyectarlo en un reservorio geológico por muchos años, se debe tomar en cuenta que el CO₂ tiene un peso molecular de aproximadamente 50% más que el aire lo que tiene implicancias en el modelo de la dispersión del CO₂ cuando se libera al ambiente.

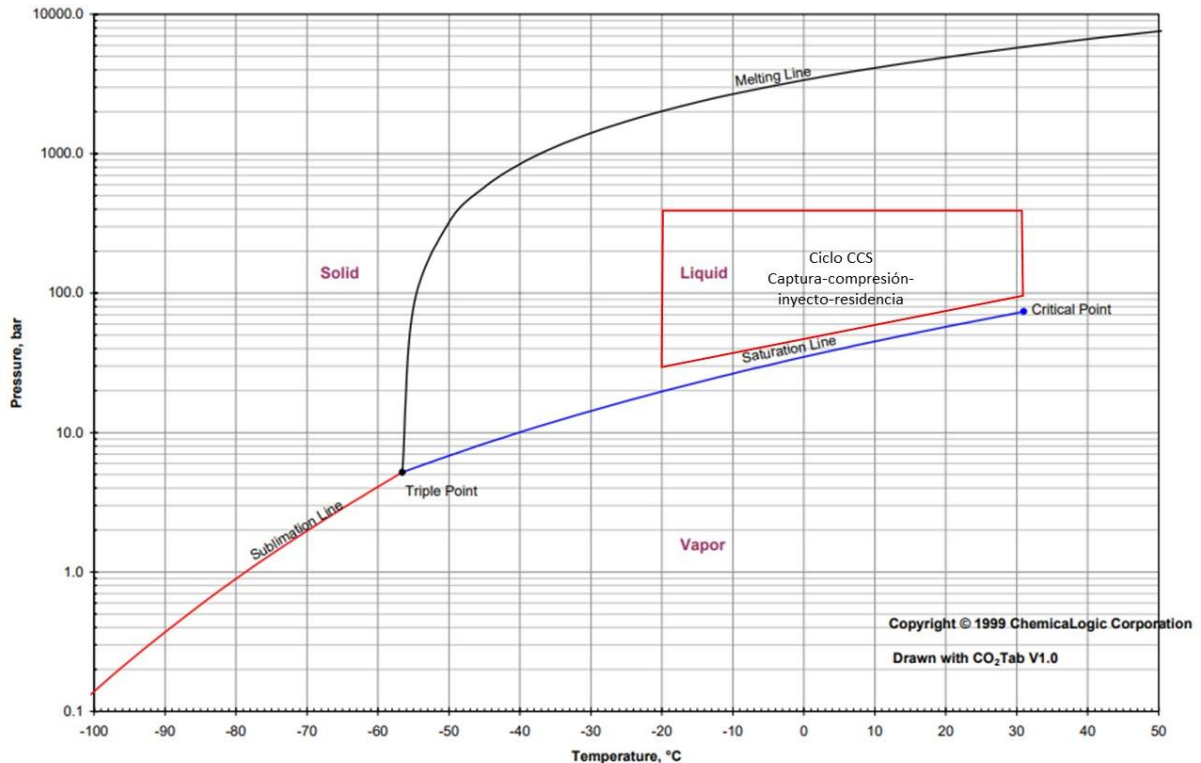


Figura 1 Diagrama presión-temperatura del CO₂ puro

Fuente: adaptación de Chemical Logic Corporation

La tabla de la figura 1 presenta la fase de gases densa del CO₂ cuando se transforma en líquido, que es el objetivo de los procesos que se verán más adelante. Al hacerlo líquido se reduce su volumen y permite una logística adecuada por tuberías o en barco hasta el punto de inyección, esto ocurre entre -20 y 10 grados centígrados y presiones que van desde 10 a 50 Bar. Ya inyectado en un reservorio de agua salina o en seco, este hallara sus condiciones de equilibrio en función a las condiciones del reservorio que se use. El diagrama presente en color rojo la zona en donde se darán estas transformaciones de fase como líquido o mezcla. Cuando la temperatura² esta esta debajo de la temperatura critica es común decir que el CO₂ está en la fase densa de líquido y encima de la fase supercrítica.

El CO₂ para los procesos CCS no se encontrará solo, habrá normalmente presencia de agua y otros químicos en menor cantidad que podrían arrastrarse de los procesos previos de pre-combustión o

² Ver detalles de la termodinámica del CO₂ para efectos de su transformación en los procesos CCS en K. Johnsen et al. / Energy Proceedings (2011) 3032–3039

combustión. En todos los casos las condiciones a tomar en cuenta para este CO₂ serán su toxicidad, presión y temperaturas críticas, la cercanía al punto triple, los cambios de fase y posibles enfriamientos, la densidad, la viscosidad y la solubilidad en el agua.

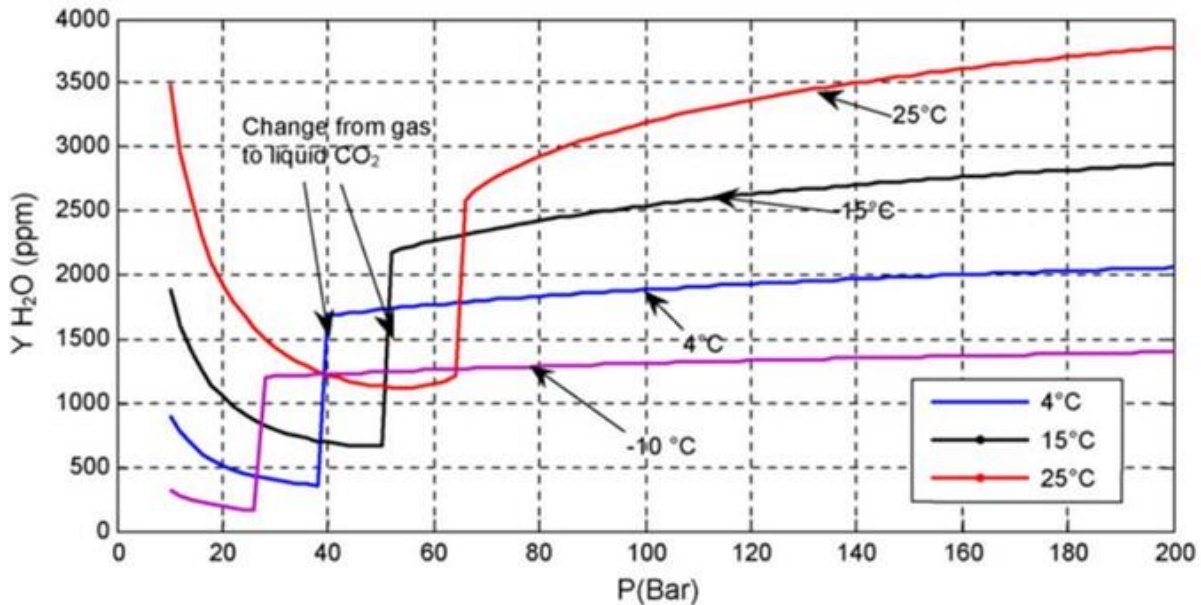


Figura 2 Diagrama solubilidad-presión del agua en CO₂ puro
Fuente: Visser et al. as part of the DYNAMIS report

La figura 2 muestra la solubilidad del agua en el CO₂, que se incrementa a mayores temperaturas, el grafico presenta un rango entre -10 y 25oC que ocurre en la práctica con los procesos CCS. El paso de gas a líquido para el CO₂, que depende del cambio de presión, incrementa como salto la solubilidad del agua. Por lo tanto, el máximo contenido de agua en las tuberías y recipientes de proceso debe controlarse para que no ocurran daños por corrosión. Para una operación normal un factor de seguridad de dos entre el contenido máximo permisible de agua y el contenido calculado de agua que puede generar fase liquida es necesario. Posteriormente se verá que hay plantas de CCS que incluyen instalaciones de secado por glicol para reducir el máximo de agua a no más de 500 ppm.

1.3 En que consiste el CCS y el CCUS

El proceso CCS (captura y almacenamiento de carbono) se inicia con la captura del CO₂ de los gases a la salida de un proceso que genera gases ricos en CO₂ (por ejemplo, la post combustión de caldero en base a carbón de una Planta de generación eléctrica), estos gases son concentrados, capturados químicamente y procesados para extraer el azufre y dejar el CO₂ separado. Este CO₂ se usará de hasta 3 maneras. La primera es su bombeo por medio de tuberías hasta un reservorio geológico con condiciones que aseguren una retención impermeable por varios años (siglos). La segunda es usar el gas para mejorar la recuperación de petróleo en pozos antiguos y luego mantenerlo bajo tierra y

finalmente la última es usar el CO₂ purificado para procesos químicos o hacer insumos para las industrias de bebidas, alimentos y construcción. Últimamente han aparecido opciones para usar este gas en invernaderos y generación de biocombustibles. Cuando se da la utilización del CO₂ además del almacenamiento se usa el termino CCUS.

La siguiente figura resume estas opciones y los flujos generales de la técnica.

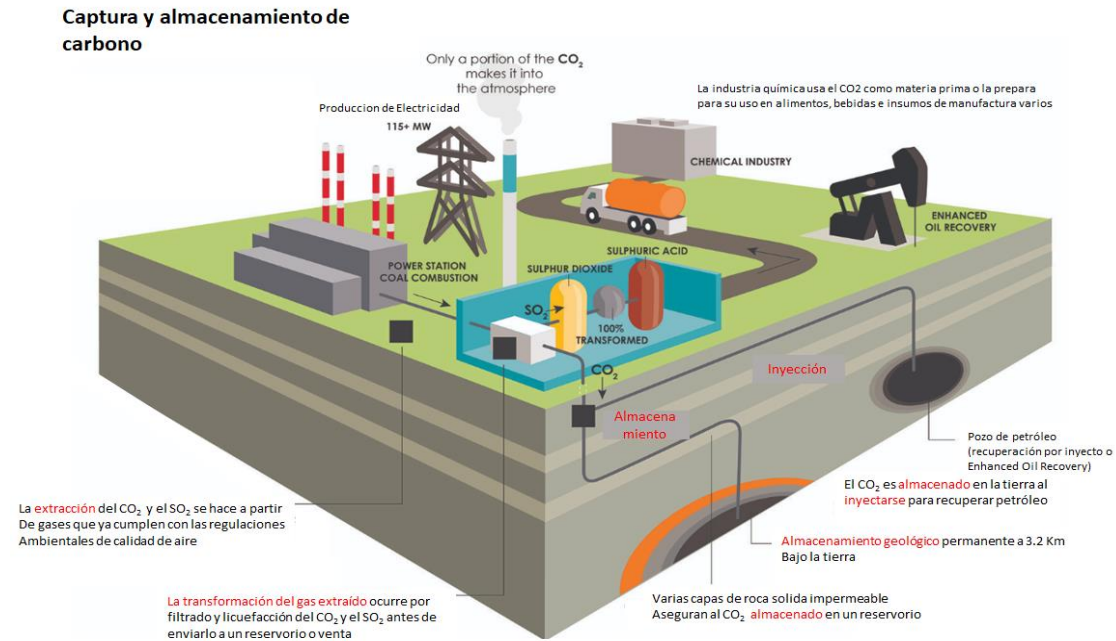


Figura 3 Descripción del proceso CCS-CCUS

Fuente: adaptación de planta de carbón de SASKPower en Canadá

Respecto del almacenamiento, este sigue normalmente las técnicas de la industria de gas y petróleo con el uso de tuberías sobre los 2000 m y encementadas a la tierra, con válvulas de control para alta presión y capaces de soportar tareas de reparación y reemplazo de tubos en el largo plazo. La siguiente figura resume la situación de las plantas térmicas con CCS y los envíos a EOR de petróleo o gas, siendo el primer caso las de menores profundidades y usando deposiciones salinas o arenosas sin uso.

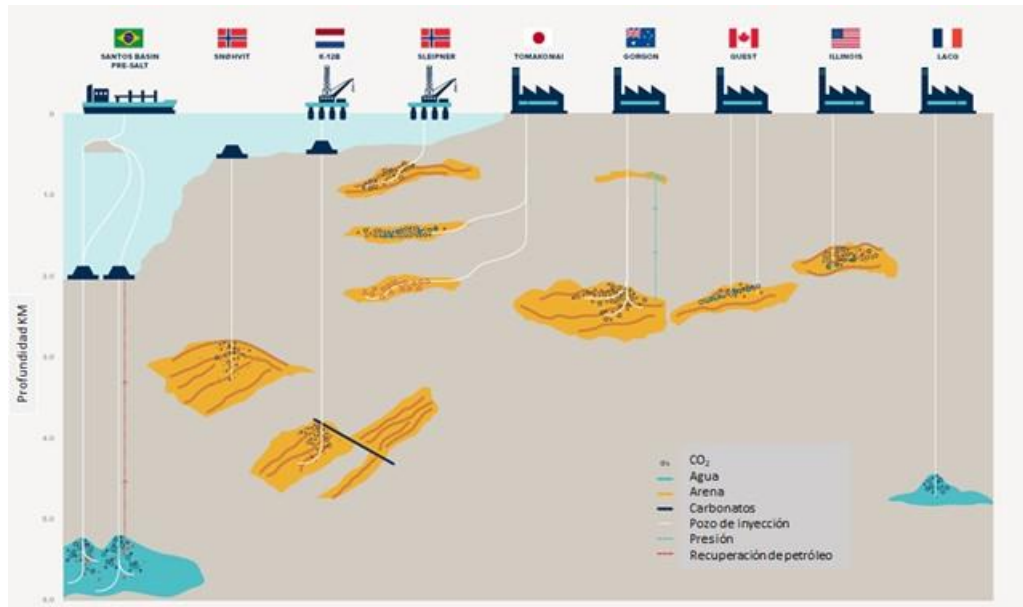


Figura 4 Profundidades típicas de reservorios geológicos

Fuente: adaptado de CCS Global Status Report 2018³

Llevando estos conceptos a la totalidad de opciones que tiene actualmente la humanidad para controlar las emisiones de CO₂ vía el uso de suelos y mares, el gráfico siguiente resume las opciones naturales de reforestación de suelos dañados o aforestación de suelos que nunca tuvieron vida al menos cinco décadas, así como las opciones mejoradas de meteorización del ciclo de CO₂ en el suelo y la fertilización forzada de océanos con óxido de hierro para incrementar su nivel de reacción con el CO₂. Las primeras se usan, pero tienen pocos resultados debido al factor social que las rodea y la posibilidad siempre presente de disturbios por incendios. En el caso de la meteorización y fertilización, aunque comprobados y claros a nivel de modelos, implican decisiones políticas globales que difícilmente van a darse por las incertidumbres que tienen en las cadenas de alimentos y la vida en general. Todo esto termina reduciendo las opciones a soluciones controladas de almacenamiento bajo tierra en reservorios con tecnologías muy maduras y en las cuales hay dos escalas de captura, una de baja escala por captura directa del aire a alturas bajas, por ejemplo, en una carretera, y la otra con captura directa de un proceso industrial con altos flujos.

³ Ver documentación en <https://www.globalccsinstitute.com/>

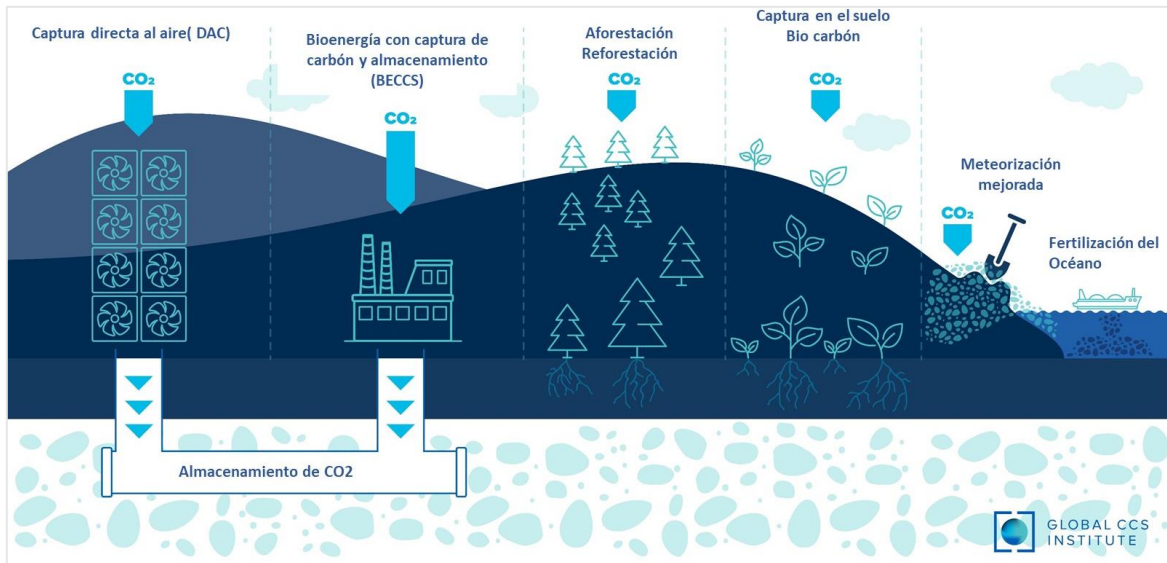


Figura 5 Visión de las opciones de almacenamiento

Fuente: adaptación de Global CCS Institute, 2021

1.4 Costos de producción del CCS y el CCUS – punto de partida para sus usos

La construcción de la cadena de valor para el uso del CO₂ se inició a partir del valor de realización de este una vez almacenado bajo tierra en estado supercrítico. Las etapas de su uso requieren la extracción del reservorio y su envío al proceso que lo comercializara previo filtrados y procesamientos.

Los costos que hay en la literatura son muy escasos debido a que en muchos casos las plantas operan como pilotos o existen subsidios enormes detrás de estas y que distorsionan como se genera la información.

La siguiente tabla presenta los valores de las plantas operativas hasta inicio del 2018 en las modalidades de pre-post combustión y con ayuda de O₂.

	US DOE NETL ⁴	GCCSI 2017
Tecnología empleada	Costo de captura sin transporte y almacenamiento USD/tCO ₂	Costo evitado incluyendo transporte y almacenamiento en USD/tCO ₂
Post combustión subcrítica	44.6	76.3

⁴ Ver <https://netl.doe.gov/>

	US DOE NETL ⁴	GCCSI 2017
Post combustión supercrítica	45.7	73.5
Post combustión con Gas Natural y ciclo combinado	79.6	102.2
Combustión con oxígeno	N/D	66-75
Pre-combustión IGCC (Shell)	119.4	162.7
IGCC (E-Gas)	96.0	126.9

Tabla 1 Resumen de costos operativos de plantas CCSU acumulado al almacenamiento

Fuente: extraído de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>

En general, el costo final del CO₂ bajo tierra supera los 100 dólares por tonelada sin la aplicación de subsidios de ningún tipo. A este esquema tiene que sumarse el costo anual permanente de mantener el CO₂ en el reservorio, que implica los costos de mantenimiento y monitoreo de este.

Un análisis solo de los procesos posteriores a la captura para procesos de gran escala sobre los 10MtCO₂/año dan los siguientes costos nivelados.

Procesos auxiliares después de la captura	USD/tCO ₂ inyectado	USD/tCO ₂ evitado
Compresión @60-90USD/MWh	8.2-11.5	8.7-12.2
Transporte (10-100 millas)	0.3-3.0	0.3-3.2
Inyección	0.1-5.9	0.1-6.2
Total	8.6-20.4	9.5-22.4 (carbón)
		9.1-21.6 (Gas Natural)

Tabla 2 Resumen de costos de pre-almacenamiento

Fuente: extraído de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>

Acá se puede apreciar el efecto del costo de la electricidad para la compresión o la distancia a transportar el producto. Si llevamos el análisis al caso de BECCS, solo hay modelos y expectativas de capacidad mundial futura debido a que este concepto recién ha empezado a tomar fuerza en la búsqueda de medidas más agresivas y que se incorporan en conceptos de economía circular que son ahora críticos para la Unión europea. Son estudios aun con incertidumbres muy altas, pero pueden tomarse como los máximos valores de referencia, un despliegue masivo de esta aplicación llevaría estos costos a la baja.

Estudio	Costo final USD/tCO ₂	Capacidad GtCO ₂ /año	Notas
NASEM	105	10-15	Capacidad Global
NASEM	105	0.5-1.5	Estados Unidos
Hepburn et al.	60-160	0.5-5.0	Capacidad Global
Minx et al.	100-200	0.5-5	Capacidad Global
Fuss et al.	5-50	3.6	Capacidad Global
Baket et al.	10-90	0.083	California

Tabla 3 Resumen de costo y capacidad de almacenamiento global

Fuente: extraído de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>

Finalmente, si correlacionamos los costos tipo de gas fuente a tratar y que afecta la concentración de CO₂ y la eficiencia de la captura, las alternativas son las siguientes:

Fuente industrial de CO ₂	Concentración de gases de chimenea en %	Costo de Captura (solo) USD/tCO ₂
Procesamiento de gas natural	96-100	15-25
Carbón a químicos (gasificado)	98-100	15-25
Amoniaco	98-100	25-35
Bioetanol	98-100	25-35
Óxido de etileno	98-100	25-35
Hidrogeno (SMR)	30-100	15-60
Acero y hierro	21-27	60-100
Cemento	15-30	60-120

Tabla 4 Resumen de costo de captura y concentraciones en la fuente

Fuente: IEA 2019

2. Situación comercial y técnica del uso del CO₂ proveniente de procesos de Captura y Almacenamiento de carbono bajo tierra

2.1 Alternativas a partir del CO₂ capturado en gran escala -potenciales

Las tecnologías de captura y almacenamiento son procesos que tendrán un rol muy importante en el periodo 2030-2060 de la lucha contra el calentamiento global en una escala muy probablemente no menor a 20 MtCO₂ por reservorio. Esto significa una cantidad enorme de producto que podría reutilizarse a otras tasas de reusó para darle un fin comercial útil y mejorar la rentabilidad de estos procesos.



Figura 6 Alternativas del uso del CO₂ capturado a gran escala

Fuente: adaptado de Reporte Global CCS Institute 2022

Una vez capturado el CO₂ se tiene una solución temporal, que necesitara una escala de muchas décadas sino siglos para generar un efecto comprobado en el clima. Ante esta temporalidad, tiene sentido pensar en alternativas que mejoren los costos financieros, pero principalmente que conviertan la temporalidad en permanencia. La figura arriba presenta el esquema general, en el que se tendrá un reservorio geológico de gran magnitud, con niveles de riesgo adecuados que aseguren unas condiciones de geomecánica apropiadas contra sismos, degradaciones químicas y esfuerzos propios de estos sistemas en muchos años. La extracción a tasas menores que el bombeo de inyección pueden generar dos arreglos de usos.

El primero es el uso con conversión del CO₂ y que consiste en su reusó en refinerías para producir combustibles a partir de combinaciones con hidrogeno verde, o su uso en materiales útiles tales como químicos intermedios, plásticos y materiales de construcción. Este último es el más interesante para asegurar la permanencia del CO₂ como un material duro sobre la superficie de la tierra.

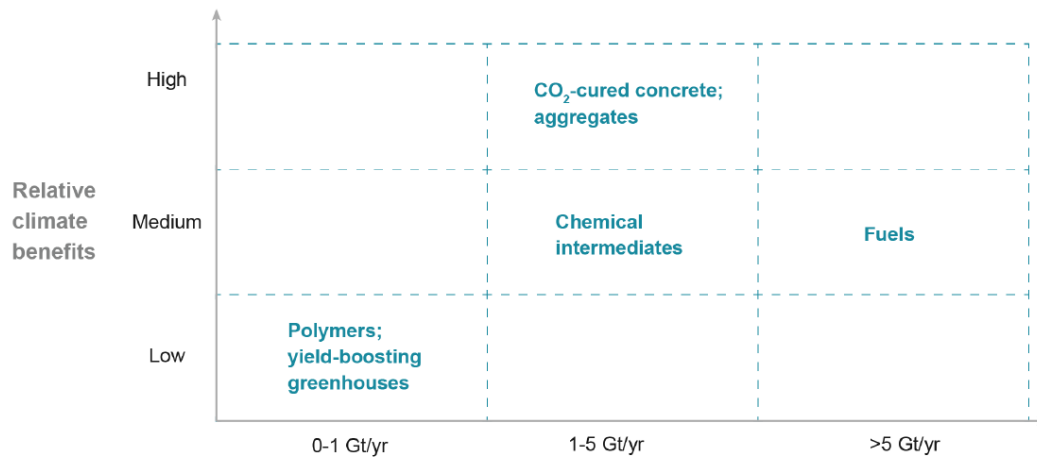


Figura 7 Potencial de beneficios para el clima de los derivados del CO₂ capturado a gran escala

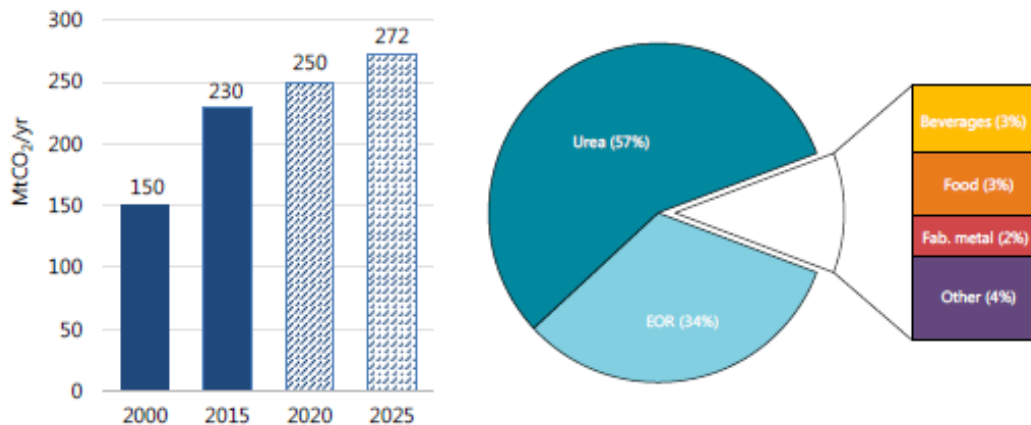
Fuente: International Energy Agency 2019

La segunda opción son aplicaciones de muy baja escala como es la industria de alimentos o refrigeración y destaca en alta escala el pasar el CO₂ a través de un biofiltro de algas con fotosíntesis controlada para producir combustibles.

El resumen arriba presenta todas las opciones bajo la óptica de su capacidad de mitigar GtCO₂/año.

2.2 Usos hoy y a futuro del dióxido de carbono

La demanda actual de CO₂ en el año 2015 se estimó en 230 Mt según IHS Markit 2018, siendo el consumo más grande el de la industria de fertilizantes del orden de 130 Mt para la generación de amoníaco y urea. El usuario más grande de CO₂ para uso en servicios es la industria de gas y petróleo con 70 a 80 Mt de CO₂ para la mejora de recuperación de petróleo (CO₂-EOR). El resto es un abanico enorme de usos en alimentos (predominando bebidas), metalmecánica (soldadura), manufactura de químicos, tratamiento de agua y productos para la salud.



Notes: Projections for future global CO₂ demand are based on an average year-on-year growth rate of 1.7%.

Sources: Analysis based on ETC (2018), *Carbon Capture in a Zero-Carbon Economy*; IHS Markit (2018), *Chemical Economics Handbook – Carbon Dioxide*, US EPA (2018), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2016*.

Figura 8 Composición de la demanda mundial de CO₂ en la actualidad

Fuente: International Energy Agency 2019

El crecimiento de su demanda la última década ha sido muy estable y pequeña, siendo el uso en gas y petróleo el único factor que podría mover su demanda de forma significativa. Hay globalmente estimados de 190-430 mil millones de barriles recuperables de petróleo con ratios de 0.3 a 0.6 tCO₂ por barril recuperado en los Estados Unidos (IEA, 2018).

Los precios mayoristas suelen ser del orden de 3 a 15 USD/tCO₂, mientras que los precios de producto de alta pureza pueden llegar a 400 USD/tCO₂.

Aunque en teoría el CO₂ puede ser usado infinitamente y recapturado de la atmosfera para pasarlo por ciclos de uso y reusó, su principal potencial es introducirlo en una economía circula de carbono y que se enfoque en los siguientes nichos:

- Su contribución en la conversión del hidrogeno verde en un combustible fácil y seguro de usar pero con menos emisiones de CO₂ comparado a combustibles fósiles.
- La integración del carbón del CO₂ en los contenidos de carbono de productos químicos que tengan pocas emisiones de CO₂ en su vida total comparada con el uso de combustibles fósiles.
- La producción de cemento y concreto de alto desempeño y muy pocas emisiones de CO₂ en comparación a materiales convencionales.
- Estabilización de productos de construcción reciclables
- Mejorar los ratios de producción de procesos biológicos para cultivos.

Las alternativas de uso son tres grandes bloques que se explican a continuación:

2.3 Combustibles derivados del CO₂

Los combustibles derivados del CO₂ pueden generar un portafolio de productos “manufacturados” a diferencia de un “recurso natural” usando el CO₂ como materia prima. Hay productos comercialmente ya establecidos en el mundo tales como metano⁵, metanol⁶ y syngas⁷ (una mezcla de monóxido de carbón e hidrógeno), o materiales intermedios como gasolina o diésel.

La oportunidad comercial inmediata es el uso de la infraestructura existente es generalmente más sencilla que transportar y almacenar electricidad o hidrógeno. La mayoría de los combustibles derivados del CO₂ tienen sus aplicaciones en el sector de transporte (por ejemplo, mezclas de metanol y gasolina). Otros como el metano tiene usos más amplios tales como la generación de electricidad y calefacción.

Estos combustibles se pueden manufacturar a través de diversas patentes de procesos biológicos y

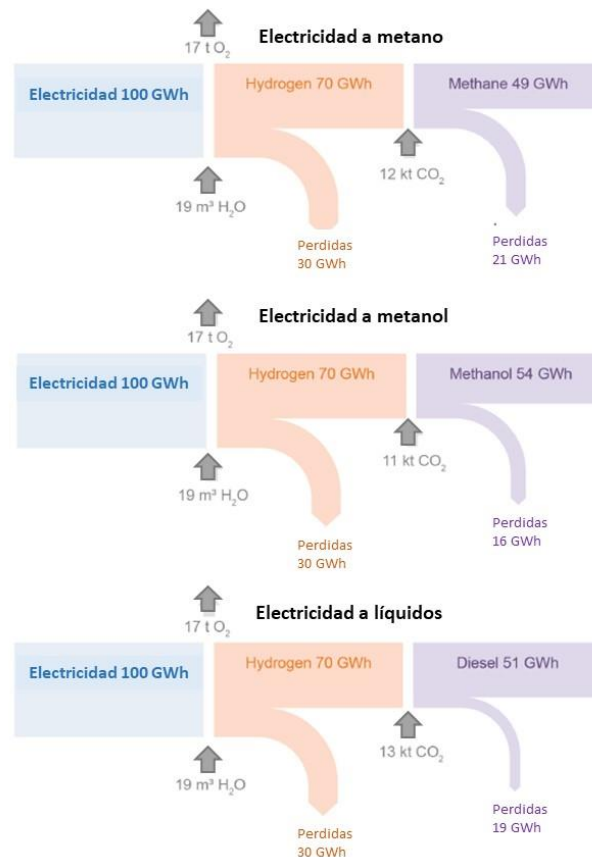


Figura 9 Balances energéticos de producción de metano, metanol y diésel a partir de CO₂

Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

⁵ Ver https://www.globalmethane.org/documents/methane_fs_spa.pdf

⁶ Ver <https://www.chemicalsafetyfacts.org/es/metanol/>

⁷ Ver <https://industrial.airliquide.com.mx/singas>

químicos. Las rutas de conversión más maduras tecnológicamente son la conversión directa de CO₂ en metanol y metano (hidrogenación) y la conversión indirecta donde el CO₂ se convierte primero en CO y luego un proceso de síntesis (Fischer-Tropsch) y que le permite producir un rango amplio de productos.

Los ratios de uso del CO₂ son elevados, requiriendo 1.37 tCO₂ por tonelada final de metanol o 2.74 tCO₂ por tonelada final de metano, con conversiones al 100% eficientes. El CO₂ es muy estable, con moléculas no reactivas que requieren de grandes cantidades de energía externa para convertirlas en un combustible útil. La forma más madura de conversión usa la energía en forma de hidrogeno. La eficiencia de conversión es de 50% pero difiere por tipo de combustible como se aprecia en la figura abajo. El metano es más intenso en uso de energía que el metanol.

Ejemplos de otros combustibles menos maduros tecnológicamente son el ácido fórmico, el éter di metilo, el etanol y el butanol que son material intermedio para otros combustibles. Hay rutas novedosas en estudio tales como la conversión electroquímica de CO₂ en CO y reacciones directas con el contenido de hidrogeno del agua (H₂ verde) en procesos de una etapa. Otros procesos se están enfocando en el uso fotoquímico de la luz o procesos biológicos agregando enzimas y están aun en etapa experimental. La siguiente figura presenta estas alternativas.

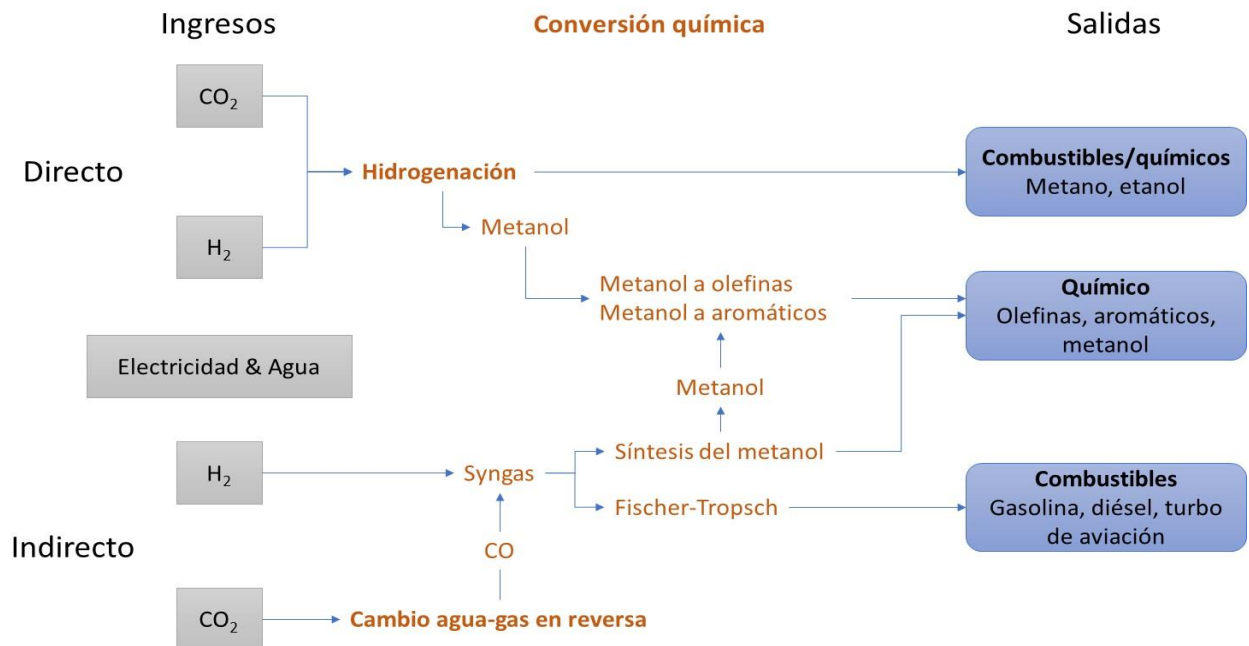


Figura 10 Rutas maduras de conversión del CO₂ en químicos y combustibles

Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

La escalabilidad de estas soluciones es un tema de discusión, siendo el mercado de combustibles el más grande en volumen y valor y con tendencias globales a preferir combustibles o soluciones bajas en carbono. La IEA estima una demanda futura de crudo de 2880 a 3100 Mt de petróleo equivalente (Mtoe) (121-130 EJ) para el 2030 y que podría ser reemplazo por estas opciones, especialmente en aviación. Un consumo anual de 10 MtCO₂ significan 165PJ de metanol derivado y 182 PJ de metano derivado. Las condiciones para que este nuevo negocio despegue son el CO₂ en grandes cantidades, hidrogeno, electricidad y capital. Hoy la estimación es un costo muy alto respecto de las alternativas clásicas de recurso natural y refinamiento tal como se aprecia en la siguiente grafica.

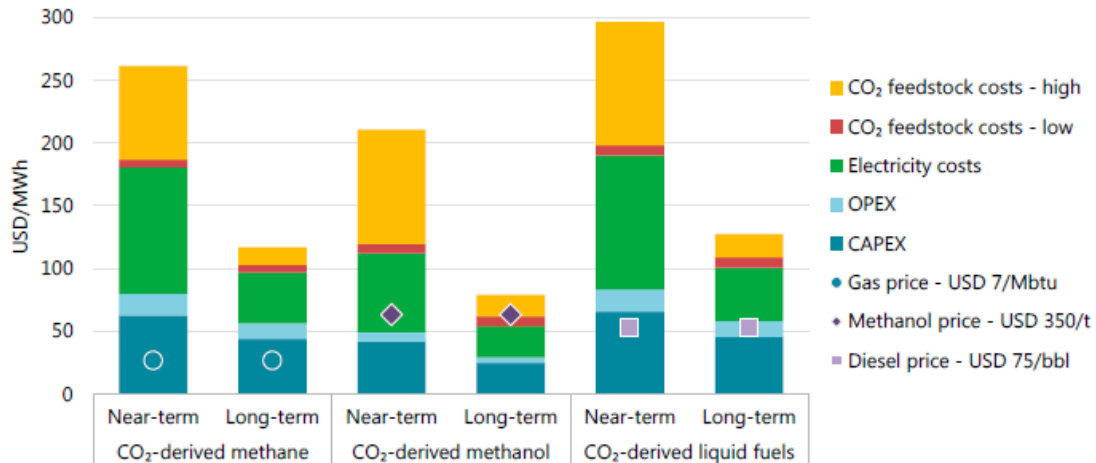


Figura 11 Costos referenciales de producción de combustibles derivado de CO₂ en el corto/largo plazo

Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

El costo principal de la cadena de valor de estos negocios va a ser la electricidad, que representa un 40-70% del total. Para un valor de electricidad de 20 USD/MWh, esto sería equivalente a un petróleo en 60-70 USD/barril o de 10-12 USD/MBTu de metano. Los precios están muy cerca del rango de los combustibles naturales y la diferencia es finalmente es la electricidad de la futura cadena de valor.

Los combustibles derivados del CO₂ se van a poder fabricar en donde haya producción competitiva de electricidad renovable, abundante y con marcada diferencia respecto del petróleo y derivados. La planta mas grande en la actualidad es la de George Olah para Metanol renovable a partir de CO₂ y electricidad generada geotérmicamente en Svartsengi en Islandia. Esta facilidad convierte 5.6 ktCO₂ al año en metanol usando hidrogeno electrolítico; el producto final se vende como "Vulcanol". Los países donde haya altos precios del carbono también serán receptivos del desarrollo de metano, metanol y diésel derivados del CO₂. En la siguiente se figura se explica esto, si un combustible sintético se produce a un costo de 150 USD/barril cuando el barril de diésel refinado normal vale 75 USD/barril, hay necesidad de contar con un precio carbono de al menos 150 USD/tCO₂ para generar favoritismo por el producto derivado. Similares condiciones se requieren para combustibles sintéticos en general. Cualquiera sea el caso, hay una necesidad de clara de contar con una fuente

de electricidad muy baja o nula en carbono para que la huella de carbono final del producto que se consumo sea una contribución real al problema del cambio climático.

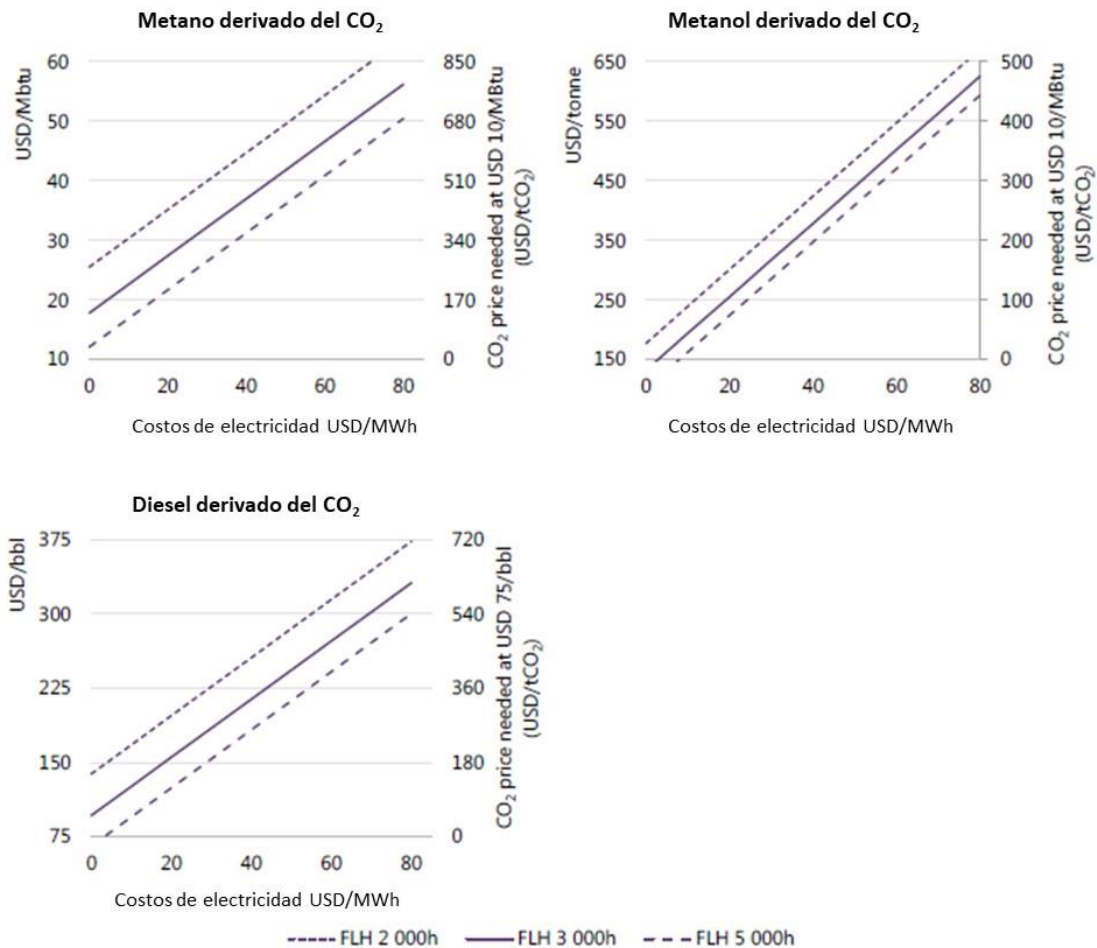


Figura 12 efecto de las FHL o horas de electrolineras vs precio al carbono y derivados

Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

2.4 Químicos derivados del CO₂

La materia prima en forma de químicos derivados del CO₂ incluye un enorme rango de sustancias, incluyendo plásticos, fibras, solventes y gomas sintéticas. El CO₂ es usado para producir materiales intermedios y posteriormente químicos más complejos. Estos productos intermedios incluyen el etileno, propileno y el metanol en grandes volúmenes. Entre estos, como ya se comentó antes, el metanol y el metano son tecnológicamente maduros.

Los productos comercialmente más importantes derivados del metanol son las olefinas (por ejemplo, etileno y propileno) que se usan en la producción de polímeros para manufactura de plásticos industriales y aromáticos (por ejemplo, los bencenos, toluenos y xileno) que son usados en

salud, alimentos y otros sectores. La tecnología de metanol-a-olefinas está desplegada a nivel comercial en China con una producción de 9 Mt/año

La cantidad de energía que se requiere para las conversiones varía según el tipo de químico. En general, la producción de químicos que son ricos en oxígeno o contienen grupos carbonatos tipo CO_3 requieren menos energía que una olefina o parafinas que solo contienen carbono e hidrógeno. Por ejemplo, la producción de soda y bicarbonato para hacer vidrio a nivel industrial puede iniciarse con CO_2 .

Los polímeros son un grupo especial para la producción de plásticos y resinas tal como se aprecia abajo. La forma más madura y ampliamente usada es la de CO_2 para policarbonato que contiene 50% de CO_2 en peso y no requiere uso intensivo de energía. Hay proyectos en camino para producir nano fibras como el grafeno.

La propuesta de valor de los químicos derivados es el uso del carbono con menores costos e impacto ambiental comparado con un petróleo equivalente.

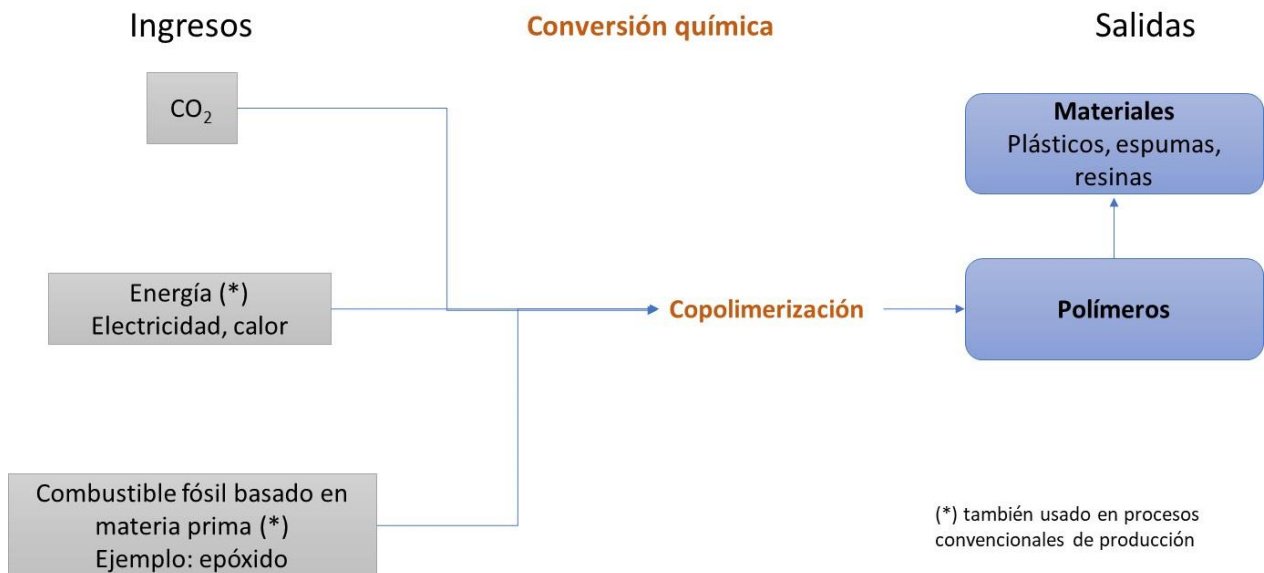


Figura 13 Rutas de conversión maduras del CO_2 en materiales poliméricos

Fuente: International Energy Agency, Putting CO_2 to Use -2019

2.5 Materiales de construcción derivados del CO_2

El CO_2 puede ser usado como entrada para los procesos de producción de concreto. El concreto derivado del CO_2 tienen las mismas capacidades de servicio que un concreto convencional. El concreto por definición es una mezcla de cemento, agua y agregados sólidos tales como arena, grava o roca chancada. Se puede producir como concreto listo para usar en un camión para vaciarlo en una obra o como productos premoldeados. El CO_2 se usa como un componente del relleno

(agregado) o como componente del aglomerante (cemento) o para el curado del concreto como se muestra en la figura abajo. Todas las aplicaciones se construyen alrededor de procesos químicos que envuelven la reacción del CO₂ con minerales tales como el óxido de calcio (caliza quemada) u óxido de magnesio, para formar carbonatos.

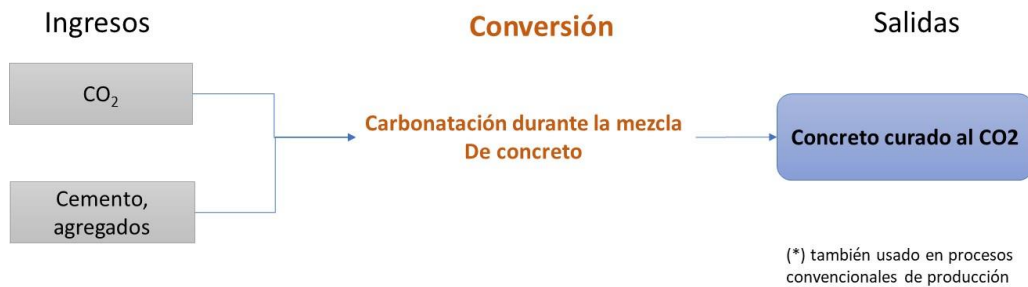


Figura 14 Rutas de conversión maduras del CO₂ en concreto curado con agregados
Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

El concreto curado se refiere a la serie de procesos que ocurre cuando el agua, cemento y agregados se mezclan. En estos procesos, el cemento se convierte en cristales de fijación de los elementos del concreto, lo que genera la resistencia a la compresión de este. Al inyectarle CO₂, el agua es reemplazada por CO₂ y produce carbonato de calcio. En la industria de construcción el proceso ocurre lentamente de modo natural con el CO₂ del aire, pero bajo esta variante se usarían cámaras de curado con una concentración mucho más elevada. El curado es una técnica muy madura y la propuesta de valor es hacer el concreto con un desempeño superior y una huella de carbono más baja respecto de otros materiales de construcción. También hay efectos en menor consumo de agua y menor costo de uso de cemento. La IEA estima la demanda de hasta 1200 MtCO₂ para el 2030.

2.6 Materiales de construcción derivados del CO₂

Otra ruta interesante en el sector de construcción es la conversión de residuos que contienen metales en carbonatos sólidos y estables con valor comercial. La carbonatación con CO₂ presenta una oportunidad para reducir la probabilidad de que ellos metales causen daños ambientales que sería el caso de su desecho en un relleno sanitario o una pila en un depósito industrial con costos sociales enormes. Hay una amplia variedad de residuos que se prestan para esto tales como cenizas de carbón, escorias del sector siderúrgico, polvo de hornos de cemento, residuos de bauxita y silicatos de depósitos mineros (relaves). Los residuos alcalinos son particularmente buenos candidatos por su reactividad. Los ratios típicos son de 0.8-0.25 tCO₂ por tonelada de cenizas o tonelada de polvo de cemento y de 0.4 tCO₂ por tonelada de escorias de horno de cemento. La posibilidad de su uso depende mucho del contexto del mercado y como se genera una economía circular de los residuos con la industria de construcción.

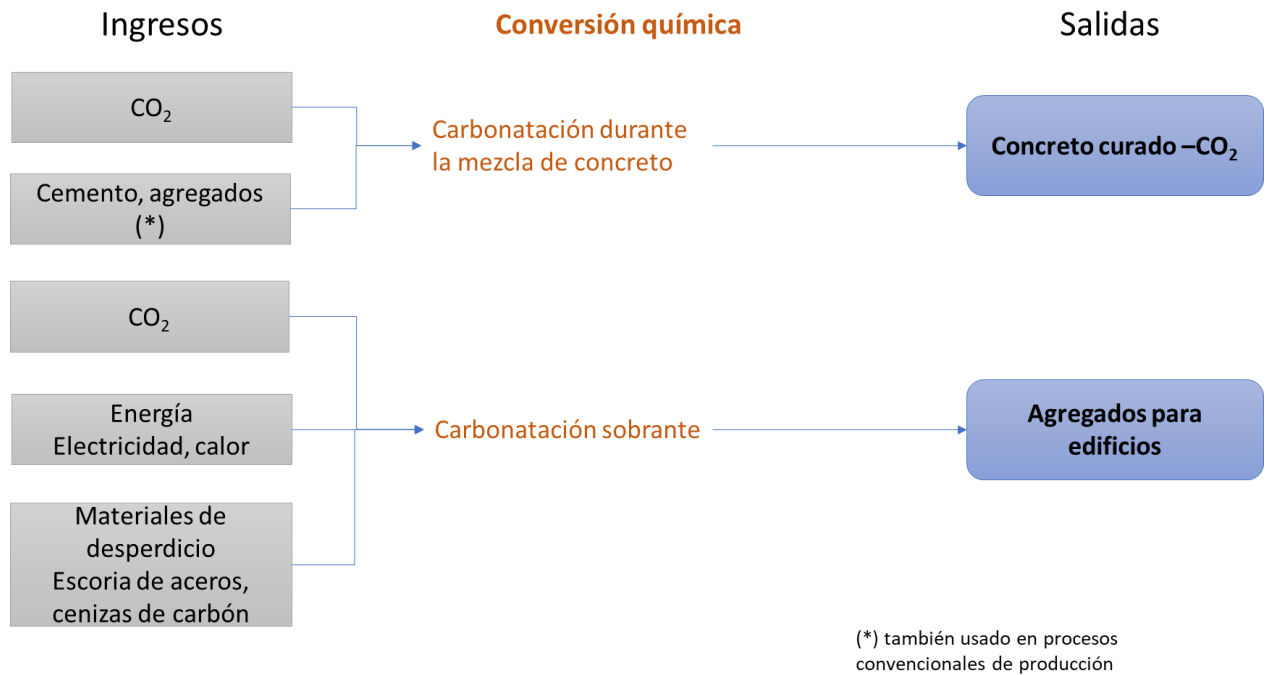


Figura 15 Rutas de conversión maduras del CO₂ para materiales de construcción con residuos industriales
 Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

2.7 Mejora del rendimiento de procesos biológicos con CO₂

El CO₂ se puede usar para mejorar el rendimiento de una variedad de procesos químicos y biológicos donde ya se usa el CO₂ pero podría mejorarse bajo otras condiciones. La figura abajo lo presenta, sobre todo destaca su uso en horticultura en ciertas regiones del mundo o en invernaderos.

El uso de CO₂ en invernaderos industriales para enriquecer el ambiente de crecimiento y el rendimiento de ciertos cultivos es la aplicación más conocida y madura de todas. El CO₂ necesita estar en estado muy puro para evitar daños a los cultivos o contaminar su cadena de producción. En algunos casos se logra incrementos de hasta 25%-30% (Becker & Klaring, 2016). Adicionalmente, se requieren controles para bajas temperaturas que estimulen el crecimiento de las plantas

Una aplicación novedosa aun es el cultivo de algas para producir substitutos comerciales del petróleo. De modo análogo a un invernadero, se introduce el CO₂ en tanques para estimular el crecimiento de algas. Este tipo de cultivo ha sido sujeto de mucha investigación y desarrollo, sobre todo de su huella de carbono total. Hay pilotos en muchos países usando CO₂ capturado de CCS de plantas de generación o industrias. Los desafíos que se enfrentan son muchos, empezando por la calidad del CO₂ que suele tener impurezas significativas, el requerimiento de energía externa para

procesar las algas. Aún hay mucho camino por delante para tener biorreactores con productos comerciales competitivos (NASEM, 2019)



Figura 16 Rutas de uso de CO₂ para procesos biológicos
Fuente: International Energy Agency, Putting CO₂ to Use -2019

En forma realista, la demanda para invernaderos mundial es pequeña, por lo que el uso en algas podría ser la ruta más importante de confirmarse licencias comerciales en firme. El estudio más revelador sobre algas hecho por Ketife et al evaluó la factibilidad de tecnologías de microalgas a gran escala en plantas de refinación tomando el gas de chimeneas para bio fijación y tratamiento de aguas en el golfo arábico. Sus reportes muestran precios de equilibrio de 0.49 EUR/kilo de biomasa de algas, llegando a 0.81 EUR/kilo de bio crudo extraído. La productividad de la biomasa va a ser el factor determinante para hacerlo viable. Por el lado de ciclo de vida, Ali et al indica que el biocombustible a partir de CO₂ de CCS puede reducir el 78% de la huella de carbono equivalente de un combustible de origen fósil. Es importante notar que estas soluciones implican el uso de áreas enormes, cambio del uso de suelos, impactos en el uso del agua y que podrían traer efectos colaterales ambientales.

3. Perspectivas de uso del CO₂ de gran escala a partir de reservorios de CCS

Las limitaciones que tiene el CO₂ de reservorio por su calidad y contaminación con metales hace difícil su uso de gran escala en procesos biológicos, por lo que el camino directo sería el uso en elementos de construcción, pero este es un sector en el que se tiene ya instalada una industria mundial y donde los países desarrollados tienen sus necesidades básicas cubiertas y los demás países no van a costear la prima extra de contribuir al cambio climático. Por lo tanto, las perspectivas, de la mayoría de papers relacionados con el futuro uso del CO₂, van hacia temas de química y desarrollo de combustibles de bajo carbono a partir del CO₂. La siguiente tabla resume la situación a nivel de costos de equilibrio.

Pathway	Removal potential in 2050 (Mt CO ₂ removed per year)	Utilization potential in 2050 (Mt CO ₂ utilized per year)	Breakeven cost of CO ₂ utilization (2015 US\$ per tonne CO ₂ utilized)
Conventional utilization			
Chemicals	Around 10 to 30	300 to 600	-\$80 to \$320
Fuels	0	1,000 to 4,200	\$0 to \$670
Microalgae	0	200 to 900	\$230 to \$920
Concrete building materials	100 to 1,400	100 to 1,400	-\$30 to \$70
Enhanced oil recovery	100 to 1,800	100 to 1,800	-\$60 to -\$45
Non-conventional utilization			
BECCS	500 to 5,000	500 to 5,000	\$60 to \$160
Enhanced weathering	2,000 to 4,000	n.d.	Less than \$200*
Forestry techniques	500 to 3,600	70 to 1,100	-\$40 to \$10
Land management	2,300 to 5,300	900 to 1,900	-\$90 to -\$20
Biochar	300 to 2,000	170 to 1,000	-\$70 to -\$60

n.d., not determined.

The breakeven cost is the cost in 2015 US\$ per tonne of CO₂ adjusted for revenues, by-products, and any CO₂ credits or fees. A breakeven cost of zero represents the point at which the pathway is economically viable without governmental CO₂ pricing (for example, a subsidy for CO₂ utilization). Breakeven costs presented as a range represent either (for conventional pathways with the exception of EOR) 25th and 75th percentile estimates as calculated via the scoping review of the academic literature (in which the magnitude of the difference reflects the diversity of technological and economic assumptions available within and across each sub-pathway) or (for land-based pathways) top-down estimates of revenues that may accrue (when the uncertainty of the accuracy of the estimation is high). Breakeven costs presented with an asterisk are calculated unadjusted for revenues and by-product credits. To obtain the global gross utilization potential high and low values for conventional pathways, we averaged the interpolated expert opinions with an author group estimate. For non-conventional utilization pathways, estimated utilization potential ranges are based on estimates of additional realized yield of carbon in vegetation (for soil carbon sequestration and biochar, additional yield approximates to net primary productivity, and for afforestation/reforestation, it approximates to wood products). These are first rough estimates based on preliminary but sparse published research reporting relationships between carbon storage and additional carbon that can be utilized.

Tabla 5 Potencial de uso del CO₂ de reservorios al 2050

Fuente: Nature 150, 2019

Hacia el 2050, todo indica que los pilotos y patentes comerciales están apuntando al uso del metanol para combustibles o el desarrollo de otros químicos. Este camino va muy de la mano con el tamaño de los reservorios que se están desarrollando y que serán del orden de 25 MtCO₂ cada uno, de los desarrollos de plantas manufactureras de hidrogeno verde que deberían llegar a valores menores a 2 USD/Kilo de hidrogeno licuado en tanque y la concentración de consumidores dispuestos a apostar por el metanol para salir del petróleo y sus derivados.

La siguiente tabla presenta los costos de utilización comparados con los de producción que confirma estas tendencias.

Pathway	Cost of product made with CO ₂ utilization (US\$ per tonne of product) Median, scoping review	Selling price of product (US\$ per tonne of product) Present day	Difference (%)	Anticipated cost relative to incumbent in 2050 (summary, expert opinion survey and author group judgement)	Anticipated direction of cost relative to incumbent in 2050 (summary, expert opinion survey and author group judgement)
Polymers	1,440	2,040	-30%	Likely to be cheaper	Downward
Methanol	510	400	+30%	Insufficient consensus	Downward
Methane	1,740	360	+380%	Likely to be more expensive	Downward
Fischer-Tropsch fuels	4,160	1,200	+250%	Likely to be more expensive	Downward
Dimethyl ether	2,740	660	+320%	Insufficient consensus	Downward
Microalgae	2,680	1,000	+170%	Likely to be more expensive	Insufficient consensus
Aggregates	21	18	+20%	Insufficient consensus	Downward
Cement curing	56	71	-20%	Likely to be cheaper	Downward
CO ₂ -EOR	n.a.	n.a.	n.a.	Likely to be more expensive	Upward

Median cost estimates for products made with CO₂ utilization are derived from the backward-looking scoping review. References for the selling prices are set out in more detail in Supplementary Table 4. The costs and cost trends anticipated in 2050 are derived from a forward-looking expert opinion survey and from author group judgement.

Tabla 6 Costos comparados con productos hoy – análisis de brechas

Fuente: Nature 150, 2019

Desde un punto de vista de costos climáticos, si llevamos el metanol a un esquema de costos de abatimiento como se presenta abajo (modelo de McKinsey), se puede apreciar que los únicos productos que tienen costo negativo (ahorros) y niveles TLR de madurez tecnológica sobre el nivel 5 son los combustibles como el metanol y químicos como la urea. No van a requerir de soportes de precio carbono, pero sí de complementos tales como hidrogeno verde competitivo para desarrollarse. (Hepburn, y otros, 2019)

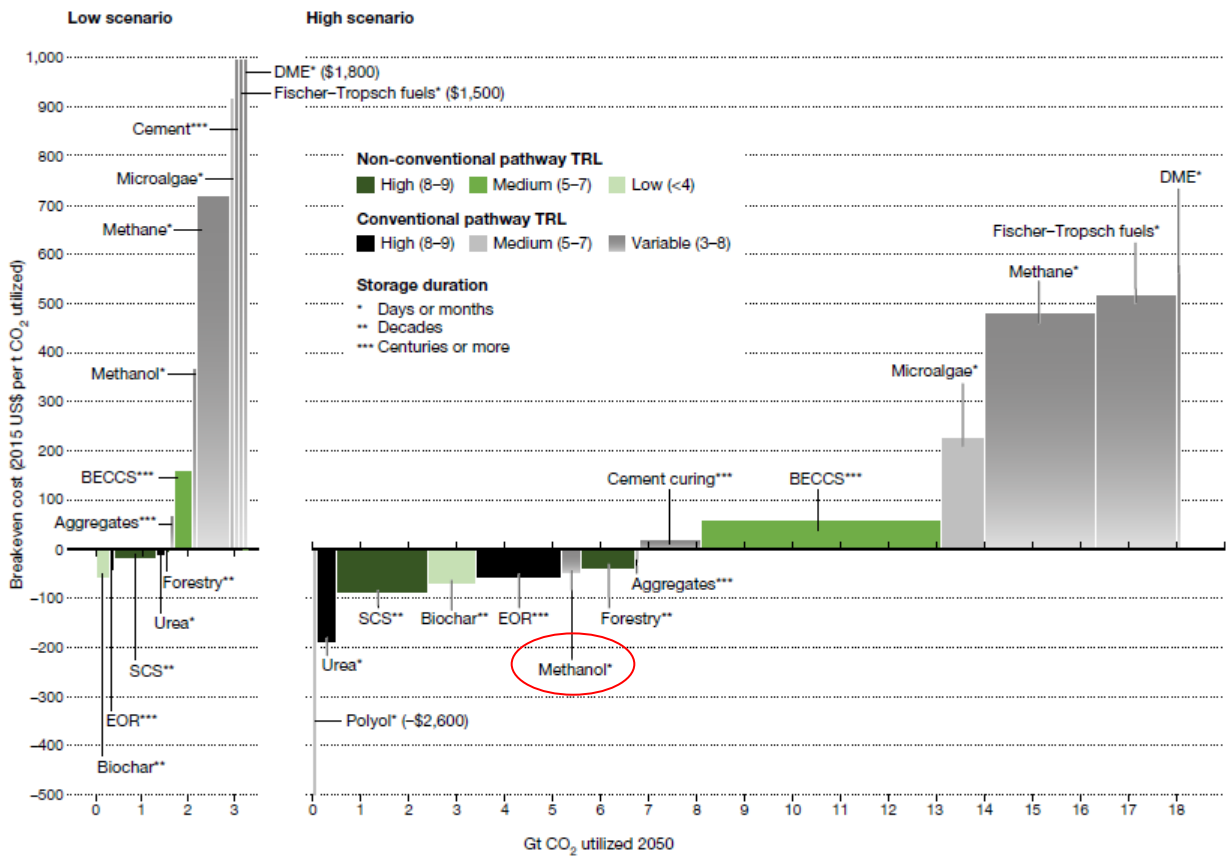


Figura 17 Costos de abatimiento de CO2 capturado (CCSU-McKinsey)

Fuente: Nature 150, 2019

De los análisis expuestos se concluye que al menos para lo que va de esta década, el metanol es la solución con mayor viabilidad económica y técnica en cuanto a volumen. El uso del CO₂ en algas y como material cerámico tiene aún incertidumbres sobre su generación neta de reducciones y requiere de una economía muy específica en cuanto a la localización del reservorio muy cercana a la demanda para que sea competitivo contra otras opciones más contaminantes. En el caso de las algas se agrega la necesidad de áreas enormes y mucha agua, lo que implica una demanda de energía que reduce la eficiencia general de la propuesta productiva. El siguiente grafico resume los procesos para generación de metanol y de donde parte la oportunidad de uso, siempre que exista una fuente de hidrogeno verde para mantener la neutralidad climática los productos finales.



Figura 18 Cadena de valor del Metanol en base a hidrógeno verde

Fuente: Elaboración propia

El uso inmediato del metanol está en vehículos semipesados y pesados, en donde hay necesidad de reducir emisiones y donde hay gran demanda de combustible. El siguiente grafico presenta un análisis del potencial del metanol al nivel del uso del hidrogeno puro o gas metano comprimido. El mercado de combustibles es posiblemente el uso final más interesante del metanol. En la transición energética hay un camino ya marcado por las baterías para vehículos ligeros y en el caso de unidades más grandes por autonomía y potencia se impondrán soluciones con hidrogeno, metanol o mezclas.

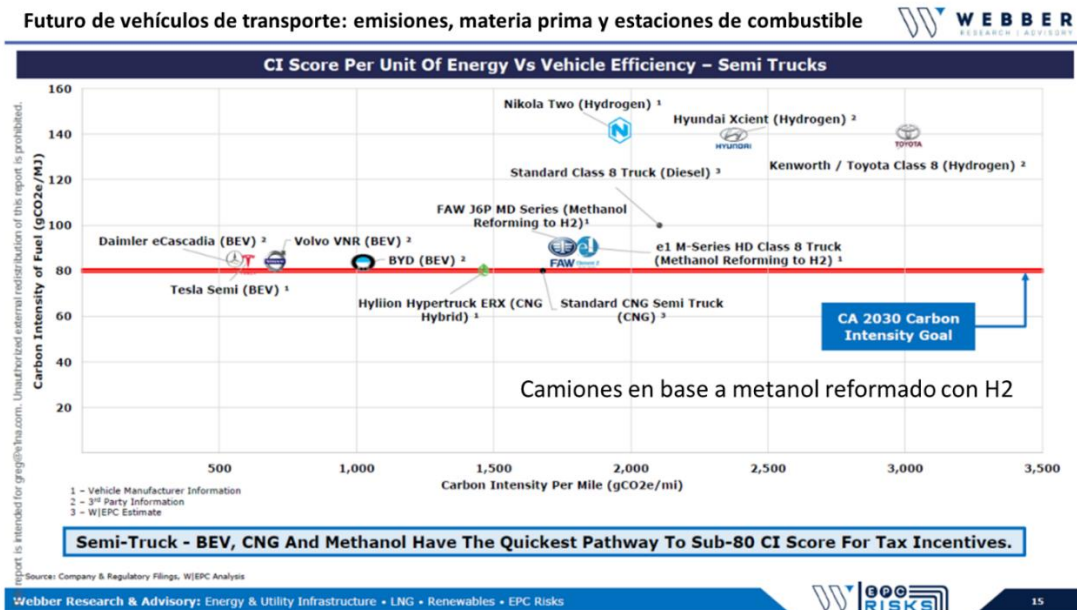


Figura 19 Potencial del metanol en vehículos pesados y semipesados

Fuente: <https://webberresearch.com/wepc-renewable-methanol-hydrogen-analyzing-methanexs-meoh-geismar-facilities/>

4. Listas de servicios y equipos necesarios para el desarrollo de un proyecto de uso de dióxido de carbono proveniente de CCS

4.1 Requisitos normativos primarios

El artículo 22 de la Ley 2099 de 2021, señala:

“Artículo 22. Tecnología de captura, utilización y almacenamiento de carbono. El Gobierno nacional desarrollará la reglamentación necesaria para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

Parágrafo primero. Se entiende por CCUS, el conjunto de procesos tecnológicos cuyo propósito es reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO2 generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente.

Parágrafo segundo. Las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014. Para lo cual se deberán registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios.”

De lo anterior se encuentra que los incentivos de los cuales gozarán las inversiones en CCUS son los siguientes:

- Descuento en la renta referido en el artículo 255 del Estatuto Tributario.
- Exclusión de IVA según lo establecido en el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario.
- Depreciación acelerada, establecida en el artículo 15 de la Ley 1715 de 2014.

Adicionalmente, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Los proyectos deberán registrarse en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- Obtener la certificación de la UPME.

Por lo tanto, es necesario revisar el alcance de cada una de las normas citadas con el fin de establecer la lista de bienes y servicios que podrán calificar para obtener los incentivos señalados.

Descuento en la renta.

El artículo 255 del Estatuto Tributario establece:

“DESCUENTO PARA INVERSIONES REALIZADAS EN CONTROL, CONSERVACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE. Las personas jurídicas que realicen directamente inversiones en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente, tendrán derecho a descontar de su impuesto sobre la renta a cargo el 25% de las inversiones que hayan realizado en el respectivo año gravable, previa acreditación que efectúe la autoridad ambiental respectiva, en la cual deberá tenerse en cuenta los beneficios ambientales directos asociados a dichas inversiones. No darán derecho a descuento las inversiones realizadas por mandato de una autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad objeto de una licencia ambiental.” (...)

A su vez, el decreto 2205 de 2017 modifica al decreto 1625 de 2016, Único en Materia Tributaria, reglamentando lo relacionado con las inversiones en control del medio ambiente el mencionado artículo, listando las inversiones que no serán objeto del incentivo referido:

Artículo 1.2.1.18.54. Inversiones en control del medio ambiente o conservación y mejoramiento del medio ambiente que no otorgan derecho al descuento. En desarrollo de lo dispuesto en el artículo 255 del Estatuto Tributario. no serán objeto del descuento del impuesto sobre la renta las siguientes inversiones:

- a) Las efectuadas por mandato de una autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad que requiera de licencia ambiental.*
- b) Las que no sean constitutivas o no formen parte integral de inversiones en control del medio ambiente o conservación y mejoramiento del medio ambiente de acuerdo con lo previsto en los artículos 1.2.1.18.51. al 1.2.1.18.56. del presente decreto.*
- c) Gasodomésticos y electrodomésticos en general.*
- d) Bienes, equipos o maquinaria que correspondan a acciones propias o de mantenimiento industrial del proceso productivo.*
- e) Bienes, equipos o maquinaria destinados a proyectos, programas o actividades de reducción en el consumo de energía y/o eficiencia energética, a menos que estos últimos correspondan al logro de metas ambientales concertadas con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para el desarrollo de estrategias, planes y programas nacionales de ahorro y eficiencia energética establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.*

f) Bienes, equipos o maquinaria destinados a programas o planes de reconversión industrial, a menos que correspondan a actividades de control del medio ambiente, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1.2.1.18.51. al 1.2.1.18.56. del presente decreto.

g) Bienes, equipos o maquinaria destinados a proyectos o actividades de reducción en el consumo de agua, a menos que dichos proyectos sean el resultado de la implementación de los programas para el uso eficiente y ahorro del agua de que trata la Ley 373 de 1997.

h) La adquisición de predios, diferente a la contemplada dentro de los literales e), f) y g) del artículo 1.2.1.18.53 del presente Decreto.

i) Realización de estudios de preinversión, tales como consultorías o proyectos de investigación.

j) Contratación de mano de obra.

De acuerdo con lo anterior, se concluye que no podrán aplicar al incentivo de descuento en la renta, las inversiones relacionadas con estudios de preinversión, como consultorías o proyectos de investigación, ni la contratación de mano de obra, es decir, que los servicios no pueden calificar al incentivo.

Exclusión de IVA.

El numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario señala:

ARTICULO 424. BIENES QUE NO CAUSAN EL IMPUESTO. Los siguientes bienes se hallan excluidos del impuesto y por consiguiente su venta o importación no causa el impuesto sobre las ventas. Para tal efecto se utiliza la nomenclatura arancelaria Andina vigente:

(...) 16. La compraventa de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que se encuentren registrados en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 155 de la Ley 1753 de 2015, que generen y certifiquen reducciones de Gases Efecto Invernadero – GEI, según reglamentación que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La aplicación de este numeral se hará operativa en el momento en que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emita las reglamentaciones correspondientes al Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. Esto, sin perjuicio del régimen de transición que dicho registro determine para los casos que tengan lugar en el período comprendido entre la entrada en vigor de la presente ley y la operación del registro.

En consecuencia, en la aplicación de este incentivo se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Que la inversión corresponda a compra de maquinaria y equipos.

- Que el proyecto se encuentre registrado en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- Que el proyecto generará y certificará reducciones de Gases Efecto Invernadero – GEI, según reglamentación que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Depreciación Acelerada.

El artículo 14 de la Ley 1715 de 2014 establece:

(...) “ARTÍCULO 14. INSTRUMENTOS PARA LA PROMOCIÓN DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE) Y GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA. INCENTIVO CONTABLE DEPRECIACIÓN ACELERADA DE ACTIVOS. Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía (FNCE) y de gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía (FNCE), así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos y para acciones o medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para estos fines, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres punto treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.” (...)

Se concluye entonces, que la depreciación acelerada aplica para maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación, de acuerdo con las definiciones contenidas en el Decreto 1625 de 2016, modificado por el Decreto 895 de 2022, el cual define las etapas referidas.

1. *Etapas de preinversión: La etapa de preinversión comprende las actividades de investigación y desarrollo tecnológico o formulación e investigación preliminar o la medición y evaluación de los potenciales recursos;*
2. *Etapas de inversión: La etapa de inversión comprende las actividades relacionadas con la formulación de estudios técnicos, financieros, jurídicos, económicos y ambientales definitivos; así como las actividades de montaje e inicio de operación; y*
3. *Etapas de operación: La etapa de operación comprende las actividades de administración, operación y mantenimiento del proyecto.*

4.2 Hidrogenación del CO₂ para la producción de Metanol

La tecnología para producir Metanol a partir del CO₂ es muy madura y actualmente la producción mundial es de 98 Mt/año (dato 2020, con una capacidad mundial de 150 Mt y un valor facturado de 26,000 MUSD). Hay muchas patentes para reactores en alta y baja presión.

El Metanol es un compuesto similar a un alcohol industrial. A temperatura ambiente se presenta como un líquido ligero, incoloro, inflamable y tóxico que se emplea como anticongelante, disolvente y combustible. Sus principales parámetros son:

Fórmula: CH₃OH

Masa molar: 32.04 g/mol

Densidad: 792 kg/m³

Punto de ebullición: 64.7 °C

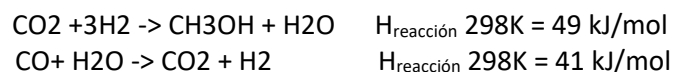
Punto de fusión: -97.6 °C

Presión de vapor: 13.02 kPa

El Metanol es un producto que puede manejarse de modo seguro y estable en condiciones ambiente y puede utilizarse para:

- Combustible, aunque tiene la mitad de la densidad de energía volumétrica relativa a una gasolina
- Blending con gasolinas
- Alimentar celdas de combustible, al oxidarse con aire o agua para producir electricidad
- Reactante para el MTO (Metanol-to-Olefins) para producir etileno o propileno
- Reactante para MTG (Metanol-to-gasoline)
- Solvente industrial
- Química

El metanol se produce de una mezcla de CO, CO₂ e hidrogeno a presiones elevadas y temperaturas moderadas. En este proceso, el CO₂ es la fuente de carbón del metanol a nivel molecular, mientras que el CO reacciona en el proceso para formar CO₂ y H₂ a través de una reacción agua-gas.



La hidrogenación del CO₂ para producir metanol para combustible o bloque químico de construcción es una ruta posible si el CO₂ es abundante como es el caso del CCS. Se suele describir esto como la “economía del metanol”, concepto propuesto en los años 90s por laureado con el Nobel Olah y su concepto de ciclo antropogénico.

Los primeros experimentos de hidrogenación del CO₂ se iniciaron en 1975, con interés en el rol del CO y CO₂ en el syngas para hidrogenación. La utilización del CO₂ puro para síntesis del metanol es reciente y derivada del reinicio de grandes proyectos CCSU. El estado del arte actual de este proceso enfrenta las siguientes barreras:

- **Restricción de equilibrio termodinámico.** La hidrogenación de CO₂ es un proceso exergónico, lo cual es favorecido a bajas temperaturas o alta presión de reacción. Inclusive a 240-260 oC que es típico de procesos de síntesis de baja T y baja P para el syngas, la constante de equilibrio de reacción esta entre 10⁻⁵ y 10⁻⁶, permitiendo ratios de un pase de 15-25% y requiriendo de costosos lazos de reciclaje para lograr ratios similares a la conversión de syngas en presencia de CO.
- **Necesidad de un catalizador robusto y altamente activo contra la inhibición de producto.** En vista de las limitaciones de equilibrio, se requiere de catalizadores altamente activos. Además, la ausencia de CO en la materia prima previene su rol como secuestrador de moléculas de H₂O que se pegan en la superficie del catalizador y reducen la cinética del proceso (WGS o water-gas shift).
- **Necesidad de un catalizador altamente selectivo.** La producción de metanol desde el CO₂ es la competencia entre la formación de CO vía la reacción reversa WGS y la disociación de cadenas C-O y reacciones de hidrogenación. Las reacciones laterales CO, CH₄ y C₂-C₄ ocurren y generan costos de separación significativos al requerirse más equipos en la planta química. El RWGS es una reacción competitiva que consume H₂ y forma H₂O las cuales inhiben cinética y termodinámicamente la formación de CO₂ en la síntesis y afecta la estabilidad del catalizador. Este catalizador tiene finalmente que tener alta adsorción y transporte de CO₂, alta concentración de sitios de hidrogenación, habilidad para estabilizar reacciones intermedias y resistencia hacia la desactivación inducida por agua. el catalizador de Cu/ZnO es posiblemente el más usado en los desarrollos actuales por su alta eficiencia como se aprecia en las figuras debajo de detalle de las reacciones y fotografías de rayos X.
- Se investigó el rendimiento catalítico del catalizador de Cu/ZnO/Al₂O₃ (CuZnAl) para la hidrogenación de CO₂ a metanol durante un período de 720 h en funcionamiento, lo que mostró que el rendimiento espacio temporal de CH₃OH disminuyó 34.5% durante las pruebas a largo plazo. Se aplicaron diferentes técnicas de caracterización, que incluyen difracción de rayos X (DRX en inglés), microscopía electrónica de barrido, microscopía electrónica de transmisión de alta resolución, espectroscopía de fotoelectrones de rayos X (XPS en inglés) y experimentos de adsorción de N₂O, para estudiar las razones de la desactivación.

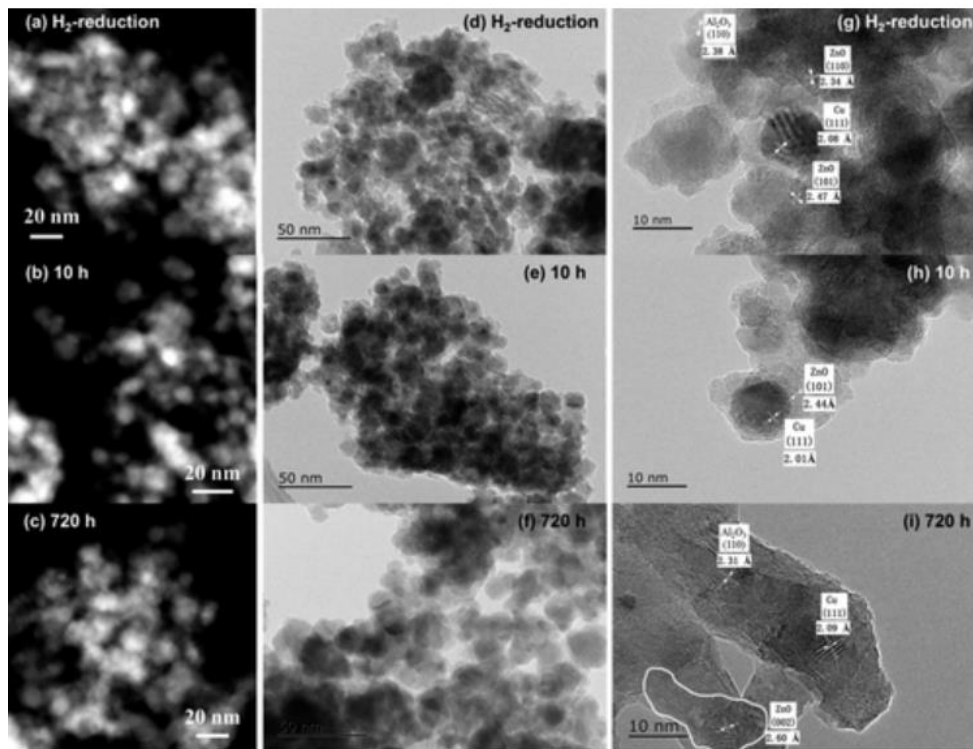


Figura 20 Imágenes del catalizador CuZnAl (a, d, g) reducido con H₂, (b, e, h) reacción en 10 h, y (c, f, i) reacción en 720h

Fuente: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.9b01546>

DRX y los experimentos de adsorción de N₂O indicaron que no hubo cambios obvios en el tamaño de las partículas de Cu después de que el catalizador de CuZnAl se expuso a la atmósfera de reacción durante 720h, mientras que la aglomeración tuvo lugar en las partículas de ZnO. Los resultados de XPS revelaron que parte del Cu metálico se oxidó a Cu²⁺. Se demostró que la desactivación del catalizador de CuZnAl se debe al efecto integral de la oxidación de Cu y la aglomeración de especies de ZnO durante la hidrogenación de CO₂ a metanol.

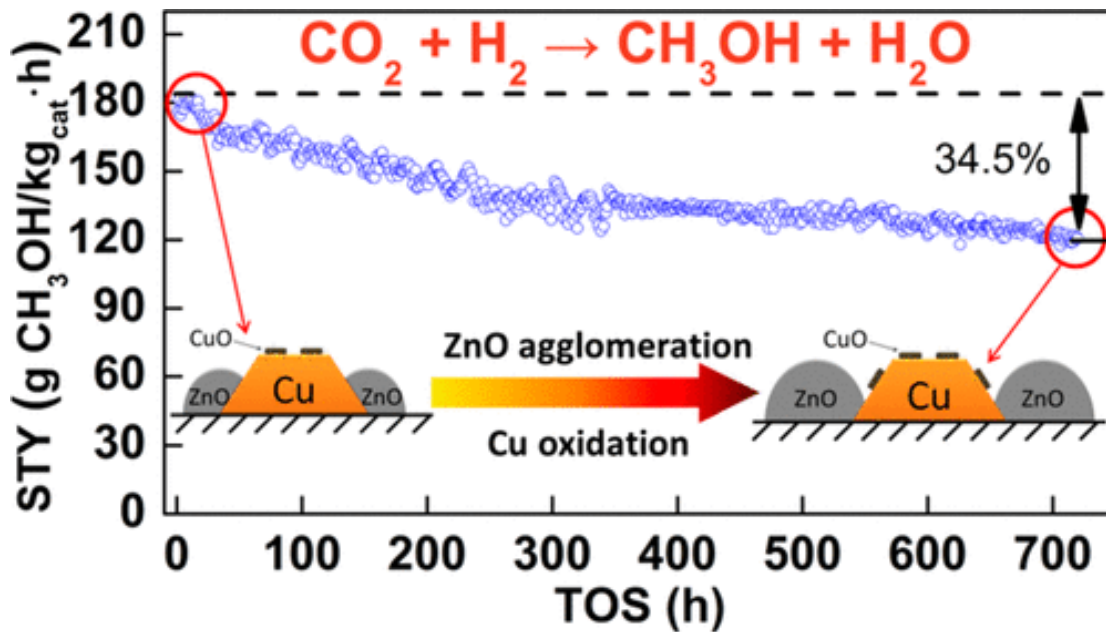


Figura 21 Reacción del catalizador Cu/ZnO

Fuente: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.9b01546>

Los metanoles crudos derivados del CO₂ suelen tener un 30-40% de agua. una ventaja del proceso es que el proceso de síntesis es menos exotérmico que el metanol desde CO lo que requiere menos reactores tubulares con enfriamiento externo. La pureza suele ser alta pero no permite formar subproductos valiosos como etanol de mayor grado, esterés y éteres. El flujo típico se presenta abajo, con varios tanques de reacción y separadores de agua al final del proceso. La planta de hidrogenación suele ser pequeña en comparación a los sistemas de producción de hidrogeno verde y captura del CO₂. El proceso es muy simple, el flujo de CO₂ que proviene del reservorio geológico se mezcla con hidrogeno verde para ingresar a un reactor de alto performance y generar el proceso de catálisis con Cu/ZnO y generar alcohol. El proceso es en caliente por medio de vapor y el gas producido se enfría para que migre a fase liquida como metanol y agua en un separador. Parte de los gases se reciclan nuevo hidrogeno verde y CO₂ para reiniciar el circuito hacia los catalizadores, esto se logra mediante un proceso previo de compresión.

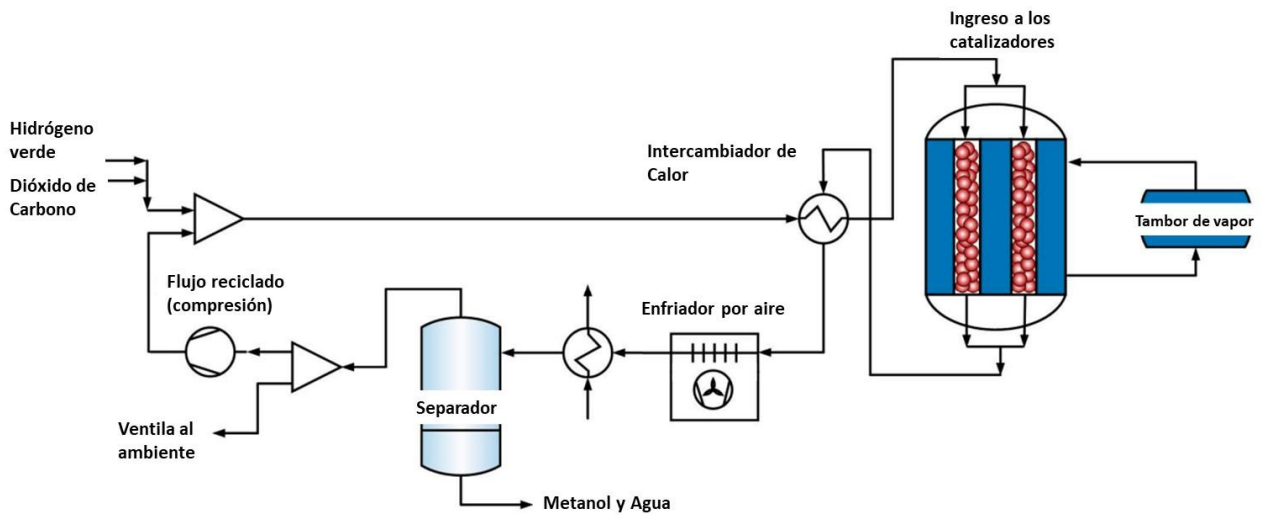


Figura 22 Esquema de proceso de hidrogenación industrial

Fuente: <https://www.mdpi.com/2073-4344/7/11/332>

Las plantas que se construirán en las siguientes décadas van a tener cercanía suministros de hidrogeno verde en forma de granjas eólicas con electrolineras, así como la llegada de ductos de CO₂ de reservorios de CCSU o alguna fuente de conversión de carbón. Estos alimentaran la unidad de síntesis y se almacenara en alcohol en tanques de modo similar a una refinería para su despacho o uso en otros procesos de química.



Figura 23 Planta de metanol verde - China

Fuente: http://en.sasac.gov.cn/2020/10/19/c_11984.htm

La planta que se muestra arriba es una unidad de 5000 toneladas anuales de metanol a partir de hidrogeno producido desde una planta nuclear con electrolineras y CO₂ capturado, construida en China en 2020 para demostrar que el concepto de metanol verde y de bajo impacto funciona. Lo central en la planta es el reactor de síntesis y los tanques de separación de agua y reacción. La composición típica del gas que va a catalizar en volumen es 24% CO₂, 74% H₂ y 2% de Nitrógeno ambiental.

De acuerdo con lo analizado en el numeral 4.1. de este documento, se encuentra que la lista no puede incluir servicios, por lo que no se incluirá ninguno en la lista para calificar a incentivos tributarios.

De todos los activos que pueden ser sujetos a soporte fiscal para la UPME, se recomienda considerar el reactor principal de síntesis que suele ser una sola unidad con una ingeniería especial y los catalizadores, ambos son normalmente importados para el caso de Colombia. Los demás elementos de una planta de metanol son similares a una operación de refinación de petróleo o gas natural que tienen varias décadas de uso en el País. Por lo que se detallan estos elementos:

(a) **Catalizadores.** Los catalizadores basados en cobre son los preferidos para la síntesis del metanol. Están normalmente compuestos de cobre, zinc y aluminio. El primer diseño proviene de ICI de los años 60's y hoy la patente refinada la tiene Matthey technologies. Aunque el mecanismo de reacción durante la hidrogenación pueda diferir mucho del uso del syngas, el cobre ha sido extensamente estudiado y usado en plantas de diversos tamaños. Hoy las unidades más grandes son de 5000t metanol por año y partir del 2022 se esperan unidades sobre 7500t metanol por año y con mejor uso de energía.

Hay otros catalizadores de soporte que se usan en estos procesos tales como el Al₂O₃ y el TiO₂ y SiO₂. En general el catalizador primario de Cu/ZnO/Al₂O₃ ha demostrado rendimientos satisfactorios a presiones de 60 bar y velocidades de 22000/h con temperaturas entre 260 y 270 oC. Las conversiones por paso han estado en el rango de 35-45% y empiezan a decaer sobre el tiempo. Se presenta abajo la propuesta de KATALCO™ 51, el producto más usado en el mercado mundial.

Methanol synthesis catalysts

Methanol synthesis is the formation of methanol from carbon oxides and hydrogen. It is catalysed by copper-zinc catalysts.

KATALCO™ 51-series methanol synthesis catalysts are key to the methanol technologies offered by Johnson Matthey. **KATALCO** 51-1 and the LPM process revolutionised synthetic methanol productions in the 1960s and have provided the majority of the world's production ever since that time.

KATALCO 51-1 was the first three component methanol synthesis catalyst comprising zinc oxide and alumina as the support with copper as the active catalytic component. Over the years this series of catalyst has been developed to give increasing activity, selectivity and stability. Today a range of products including **KATALCO** 51-7, 51-8 and 51-9 have been developed for different methanol reactor duties.

KATALCO 51-100 is the premier methanol synthesis product now available to the methanol market.

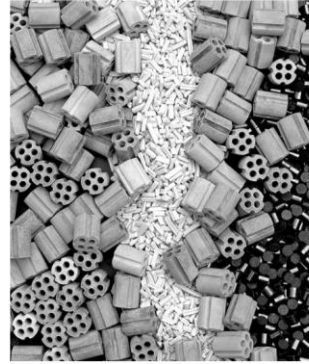


Figura 24 Catalizador KATALCO serie 51

Fuente: <https://matthey.com/products-and-markets/chemicals/methanol-synthesis-catalysts>

Las estrategias de optimización de catalizadores en el futuro se basan en las siguientes estrategias:

- Hacer las partículas de Cu más pequeñas. Hay consenso en la comunidad científica que la productividad de metanol está altamente correlacionada con el área específica del catalizador de cobre. La estrategia general utilizada en fases precursoras con impregnación avanzada y tratamiento térmico o nuevos alcances de síntesis.
 - Mejorar la interacción beneficiaria entre el ZnOx y el Cobre. El Zn es el óxido secundario más estudiado. Se ha demostrado que el ZnO actúa como soporte estructural que ayuda al cobre en un estado altamente disperso. Además, el ZnO es un promotor electrónico para el Cu, debido a su reductibilidad parcial y fuerte soporte de interacción de metal resultante. En línea con esto, ambos estados de oxidación del cobre y el cobre-zinc tienen un efecto en la actividad del catalizador. El suministro al ZnO de pequeñas cantidades de iones trivalentes de Al^{3+} y Ga^{3+} o Cr^{3+} han mostrado resultados importantes en la mejora de la reductibilidad del catalizador.
 - Incrementar la concentración de defecto en nano partículas metálicas y la cantidad de pasos de superficie y filos de la fase de cobre. Se ha propuesto la posibilidad de jugar con la química de estado sólido reducciones de CuO y de Cu metal. La base de esto es que una de las mayores limitaciones de los catalizadores es su desactivación en el flujo. Esto porque la actividad catalítica es altamente dependiente de la superficie de cobre cuando hay agua, que se forma a través de la reacción RWGS.
- (b) **Reactores.** El reactor central en donde ocurre la síntesis ha estado en evolución desde los primeros intentos de generar metanol en los años 30's. La unidad típica ha sido un encapsulado con tuberías para pasar vapor de agua, los gases, con una altura suficiente para lograr un tiempo

de residencia que permita la reacción y formación de metanol. La figura abajo muestra los esquemas típicos.

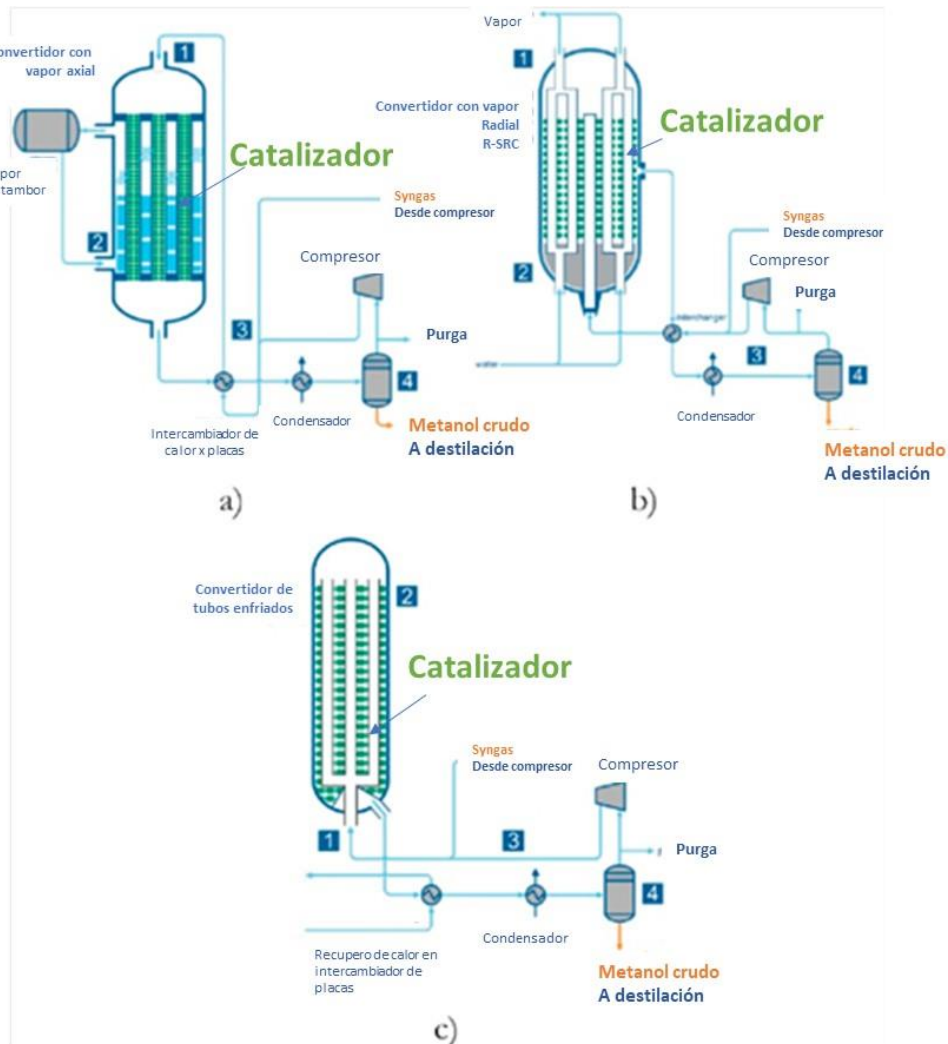


Figura 25 Arreglos típicos de plantas de metanol con reactores por tubos

Fuente: http://en.sasac.gov.cn/2020/10/19/c_11984.htm

Un cambio significativo fue la introducción del reactor isotérmico de LINDE. Este es un reactor de lecho fijo enfriado por tuberías en forma de hélice, más sofisticado y difícil de fabricar y mantener íntegro en el tiempo, pero con una eficiencia térmica superior a los conceptos anteriores. Este equipo permite que el relleno catalítico sea enfriado y mantenido a temperatura óptima a través del paso de vapor por los tubos. El objetivo de este desarrollo fue lograr un reactor que ofrezca los beneficios de un equipo de tubos pero que evite los problemas de almacenamiento en las cabezas de estos. El diseño permite además un menor uso de catalizador, mejorando su economía y menor impacto con los productos usados y gastados.

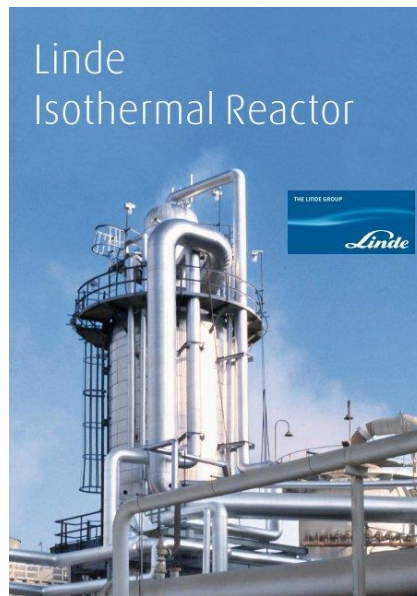


Figura 26 reactor iso-térmico de LINDE

Fuente: www.linde.de

LINDE ofrece tanto la ingeniería y construcción para toda la planta, así como el suministro solo de la unidad central de reacción, cuyo detalle se presenta abajo.

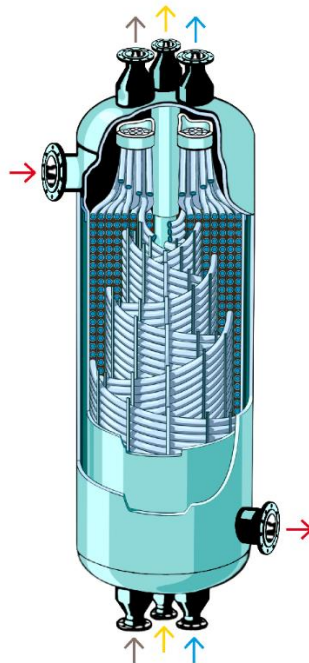


Figura 27 Vista transversal de reactor isotérmico con calentador enrollado de LINDE

Fuente: https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/hydrogen_and_synthesis_gas_plants/gas_generation/isothermal_reactor/index.html

- (c) **Equipos de procesos.** Además del intercambiador de alta eficiencia y el catalizador, que son el corazón de la planta. El procesamiento de Metanol requiere de equipos de proceso tales como bombas y compresores para las fases mixta y líquidas, que incluyen agua. También hay necesidad de medición frecuente de flujos con precisión para el envío de datos a un SCADA⁸ para la gestión automática de los procesos. Las bombas y compresores para el Metanol en sus diferentes fases requieren de equipos que soporten las temperaturas para catalizar el alcohol, que sean equipos para uso pesado y con seguridades adicionales por la inflamabilidad del producto y capaces de operar campañas largas para tener una economía adecuada una vez instalado el catalizador nuevo.

Por lo expuesto, se propone la siguiente lista de equipos de nivel TRL8-9 que pueden calificar para soporte financiero según la nueva ley para proyectos CCS-CCSU.

⁸ Ver definición de SCADA en <https://oasys-sw.com/que-son-sistemas-scada-industria-40/>
CAIA Ingeniería S.A.S. Calle 67 No. 7-94 Of. 404 Bogotá, Colombia
E-mail: info@caiaingenieria.com Tel: 7033701

ELEMENTO/ EQUIPO O MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
CAPTURA CO2 tecnologia post combustión					
USOS - PRODUCCIÓN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS E INDUSTRIA QUIMICA					
Catalizadores en base a cobre y aleaciones para la hidrogenación de CO ₂	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta.	SI	SI	SI
Columna de absorción	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
columna destilación	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Compresor para vapor de Metanol gaseoso de línea de gases de recirculación.	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO O MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
compresores	Inversión	Destinados a comprimir tanto el CO2 como el H2, para alcanzar la presión necesaria para entrar al reactor. Deberán cumplir normas técnicas nacionales o internacionales	SI	SI	SI
instrumentación	Inversión		SI	SI	SI
Intercambiador de calor para metanol y agua.	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
intercambiadores de calor	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
intercambiadores de calor con cambio de fase	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Medidor volumétrico para alcohol metílico.	Inversión	Medición volumétrica o másica en base a ultrasonido, con certificación ATEX	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO O MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
Reactor principal de catálisis del CO ₂ (tipo helicoidal, isotérmico)	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta.	SI	SI	SI
separador agua	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Separador de fases	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Sistemas de bombeo	Inversión	(bombas de transferencia entre tanques y condensadores), de alto volumen y presión media. Deberán contar con certificación ATEX	SI	SI	SI
sistemas de supervisión, control y adquisición de datos	Inversión	Deberán cumplir normas técnicas nacionales o internacionales	SI	SI	SI
software especializado	Inversión		SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO O MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
Tuberías	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
USOS -INDUSTRIA CEMENTERA -MINERALIZACIÓN					
Analizador de partículas	Pre-inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Espectrómetro	Pre-inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Analizador de difracción por rayos X	Pre-inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Microscopio de barrido electrónico	Pre-inversión	Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
Reactor	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
sistemas de filtración	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con	SI	SI	SI

ELEMENTO/ EQUIPO O MAQUINARIA	ETAPA	COMENTARIO	DESCUENTO art 255 E.T (elementos, maquinaria y equipo. Todas las etapas, no incluye servicios)	IVA Art 424 num 16(maquinaria y equipo todas las etapas)	DEP ACELERADA art 14 Ley 1715(maquinarias, equipos y obras civiles. Etapas preinversión, inversión y operación)
		normas técnicas nacionales o internacionales.			
Columna de absorción	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
clarificador	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
tanques de almacenamiento	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI
fluidizador	Inversión	Acorde con el tamaño de la planta. Deberán cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.	SI	SI	SI

Tabla 7 Listado de bienes para el uso de CO2, susceptibles a incentivos Itributarios

Fuente: Elaboración propia

5. Sugerencias de temas adicionales de investigación

En general, el CO₂ proveniente de grandes reservorios de CO₂ va a arrastrar impurezas que pueden ser muy costosas de extraer por la naturaleza de la impureza o el consumo de energía para este efecto (calentar, enfriar), por lo que va a ser importante concentrarse en aquellas soluciones que tengan capacidad de manejar estos limitantes y aprovechar al máximo la capacidad enorme de los reservorios. Dicho esto, se siguieren los siguientes temas adicionales de investigación:

a. Normativa y regulación para los futuros usos del CO₂

El escalamiento del uso del CO₂ a partir de CCS va a requerir de una normativa y regulación muy cuidadosa para que se pase de reducciones temporales a permanentes.

A nivel de regulación todo empieza con los costos. Al final de la cadena de valor, luego de inyectado el CO₂, el costo principal de por vida es el mantenimiento de reservorio que podría estar entre 0.5-3 USD/tCO₂/año y que podría dar flujos financieros a un uso posterior que lo reduzca permanentemente, o sería la base para fijar un precio al CO₂ bajo tierra con sus contaminantes a la industria que lo compre. Esto implica que haya una regulación adecuada para fijar los precios de mercado, posiblemente con la presencia de precios al carbono altos y regulación especial para el hidrógeno verde o electricidad renovable en caso sea considerado como parte de las soluciones de uso del CO₂.

Por el lado de normativo, va a ser fundamental la legislación para temas de seguridad y de control ambiental. En el caso de seguridad se va a requerir normativa para la extracción segura del CO₂ del reservorio, sin dañarlo y exponiendo personas en grandes áreas, así como contabilizando las toneladas extraídas correctamente. Por el lado ambiental, el CO₂ impuro y muy alcalino tiene que pasar por procesos normados para que su uso no genere un circuito de metales pesados o algún derivado químico que pueda terminar en alimentos, combustibles sintéticos o algún proceso biológico. Todo está aun en etapa experimental y saldrán muchos desarrollos la próxima década. No sorprendería ver proyectos de CCS que vengan estructurados con procesos de uso post reservorio para mejorar la economía de estos.

b. Aceptación social

La aceptación social de los proyectos de CCS y el uso del CO₂ en los reservorios está mostrando una reacción social importante a considerar si no se quiere un esquema similar a lo que pasó con las plantas nucleares a mediados del siglo pasado. Muchos proyectos de CCS se han anulado en Europa y Estados Unidos por el rechazo ante el temor del daño a fuentes de agua limpia, a fugas imprevistas de reservorios y que podría matar o ahogar comunidades enteras. Estas son situaciones poco

probables dado que el CO₂ bajo tierra se usa hace más de 100 años sin malas historias, pero finalmente hay que comunicar, explicar y generar un proceso normado para que las inversiones fluyan sin contratiempos. El siguiente cuadro muestra en su último componente en rosado el nivel de la aceptación social se puede ver que para el caso de productos químicos o de construcción no hay normalmente mayores rechazos o comentarios, pero en el caso de los biocombustibles o el syngas los cuestionamientos pueden ser importantes.

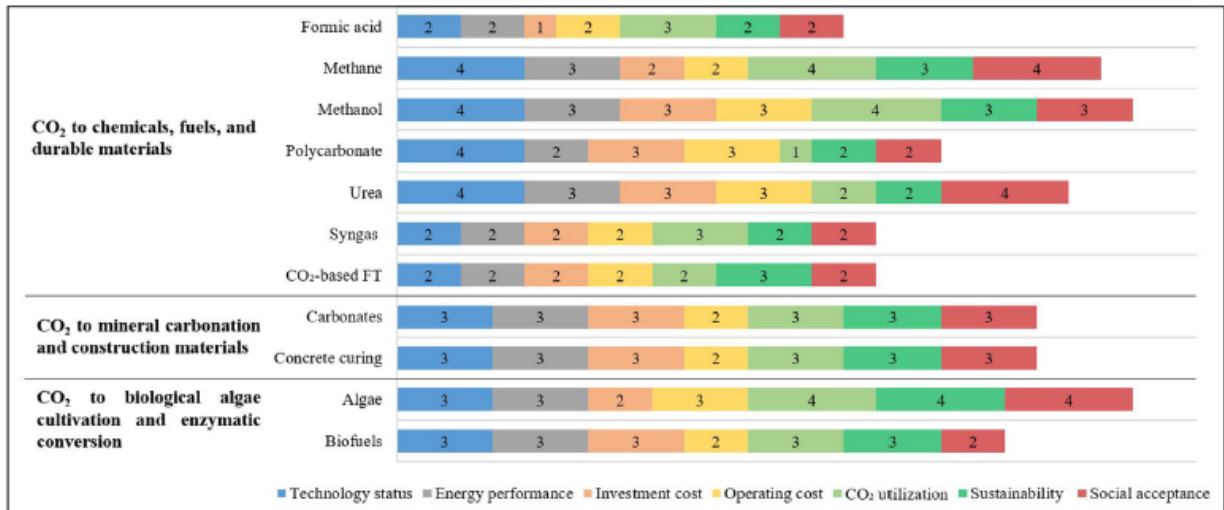


Figura 28 Evaluación de productos basados en CO₂

Fuente: Energy Technology 2020, 8.

c. Pilotos y licencias en progreso

Prácticamente la gran mayoría de aplicaciones futuras del CO₂ a partir de grandes volúmenes almacenados en un reservorio esta aun en pilotos y se desplegaran junto con un mayor numero de reservorios entre 2030 y 2040. Es importante hacer seguimiento a todos los desarrollos en progreso. La siguiente table resume el nivel de preparación tecnológica (TRL) en una escala de 1 a 9 y desarrollados por Chauvy et al. Y Jarvis & Samsatli.

Concept	Formulation	Proof of concepts	Lab prototype	Lab-scale plant	Pilot plant	Demonstration	Commercial Final engineering	Commercial
TRL1	TRL2	TRL3	TRL4	TRL5	TRL6	TRL7	TRL8	TRL9
Malates ●	Carbamates ● Formaldehyde ● Isocyanates ● Fine chemicals (e.g., alkanes, aromatics, or olefins) ●	Acetic acid ● Acrylic acid ● Dimethyl ether ● CO ₂ -based enzymatic and microbial products ▲	Ethylene glycol ● Lactones ● Magnesium carbonate ★ Oxalic acid ●	CO ₂ -based Fischer-Tropsch products ● CO ₂ -based biofuels ▲	Ethanol ● Formic acid ● Syngas ●	Calcium carbonate ★ Sodium carbonate ★ CO ₂ -based Polymers ●	Cyclic carbonates ● Dimethyl carbonate ● Dry algae powder ▲ Methane ● Sodium bicarbonate ★ Concrete curing ★	Methanol ● CO ₂ -based Polycarbonates ● Polyols ● Polyurethane ● Salicylic acid ● Urea ●

● CO₂ to chemicals, fuels, and durable materials ★ CO₂ to mineral carbonation and construction materials ▲ CO₂ to biological algae cultivation and enzymatic conversion

Figura 29 TRL para productos basados en CO₂

Fuente: Energy Technology 2020, 8.

Existen actualmente bloques de colaboración e investigación que están aprovechando el desapego del CCS a gran escala para generar el acoplamiento de soluciones que conviertan estas reducciones en permanentes. La más destacada es la European Smart CO₂ Transformation (SCOT) Project que está financiada por el programa FP7 de la Unión Europea y que lidera bases de datos de referencias del uso del CO₂ y que incluye empresas innovadoras, start-ups y centros de investigación. La asociación CO₂ Value Europe está dedicada exclusivamente al CCU y coordina y representa a la comunidad de utilización del CO₂ en Europa desde 2017. La siguiente tabla resume los esfuerzos de investigación financiados por el European Horizon 2020 en CCU.

Main CO ₂ -based pathways	EU Project	Description
CO ₂ to chemicals, fuels, and durable materials	CirclEnergy	Methanol production from flue gas.
	FReSMe	Methanol production from flue and residual steel gases.
	MefCO ₂	
	COZMOS	Turning CO ₂ to fuels (methanol) and chemical building blocks (olefins) over multisite zeolite-metal nanocatalysts
	STORE&GO	Integrating power-to-gas technology into the European energy system.
	ICO ₂ CHEM	Turning industrial CO ₂ streams to added value Fischer–Tropsch chemicals.
	SUN-to-LIQUID	Thermochemical conversion of CO ₂ and water to syngas, subsequently processed to Fischer–Tropsch hydrocarbon fuels.
	KEROGREEN	Producing sustainable aircraft-grade kerosene from water and air powered by renewable electricity, through the splitting of CO ₂ , syngas formation, and Fischer–Tropsch synthesis.
	C2FUEL	Producing DME and formic acid from renewable H ₂ and captured CO ₂ through a concept of industrial symbiosis between carbon-intensive industries (e.g., steel factory), power production, and local economy.
	Carbon4PUR	Turning industrial waste gases into valuable polyurethanes—European research collaboration between steel and chemical industry.
	OCEAN	Integrating process to produce high-value C ₂ chemicals (oxalic acid) from CO ₂ using electrochemistry at demonstration scale.
	CO ₂ EXIDE	Establishing an electrochemical, energy-efficient, and near-to CO ₂ -neutral process to produce the bulk chemical ethylene from CO ₂ , water and renewable energy.
	ECOCO ₂	Direct electrocatalytic conversion of CO ₂ into chemical energy carriers (carbon-neutral synthetic liquid fuels) in a co-ionic membrane reactor.
	CO ₂ Fokus	CO ₂ utilization focused on market-relevant DME production, via 3D-printed reactor and solid oxide cell based technologies.
CO ₂ to mineral carbonation and construction materials	RECO ₂ DE	Recycling CO ₂ in the cement industry in production of value-added additives.
CO ₂ to biological algae cultivation and enzymatic conversion	Steelanol	Transforming carbon-rich industrial waste gases into advanced bioethanol.
	ENGICOIN	Engineered microbial factories for CO ₂ exploitation in an integrated waste treatment platform.
	eForFuel	Transforming CO ₂ into formic acid, subsequently processed to hydrocarbon fuels (propane and isobutene), using electricity and microorganisms.
	BAC-TO-FUEL	Bacterial conversion of CO ₂ and renewable H ₂ into biofuels.

Tabla 8 Proyectos financiados por European Horizon 2020 en uso de CO₂

Fuente: Energy Technology 2020, 8.

El nivel de proyectos financiados va desde conceptos de power-to-liquids como la planta George Olah en Islandia que produce metanol desde la hidrogenación de CO₂ hasta la conversión catalítica química de “e-gas” que es una forma de gas sintético desarrollado por Audi en Alemania. La tendencia en general es hacer químicos y combustibles. El metanol es posiblemente el de mayor atención en este momento por el alto ratio de 1.3 tCO₂ por t de metanol producido.

d. Integración de conceptos

La sostenibilidad y cumplimiento del acuerdo de París implican tener una óptica amplia para entender y conectar las soluciones que están apareciendo a partir del hidrogeno verde, de la captura de CO₂ industrial y los avances de química para metanol y otros productos. Todos estos son parte de diferentes cadenas económicas pero que finalmente consiguen un efecto común si están bien direccionados, reducir huella de carbono. Por lo tanto, es vital que se monitoreen las soluciones

integradas. Estas van a comprender la conectividad de reservorios de unidades CCSU, con traslados del CO₂ en estado supercrítico por tubo o barcos desde el reservorio a plantas de química para su transformación en productos útiles y con reducción definitiva del carbón, ya no temporal. Es un proceso transformacional muy amplio y donde los consumidores finales y legisladores tendrán derecho y harán presión por conocer la huella de carbono neta de los productos resultantes.

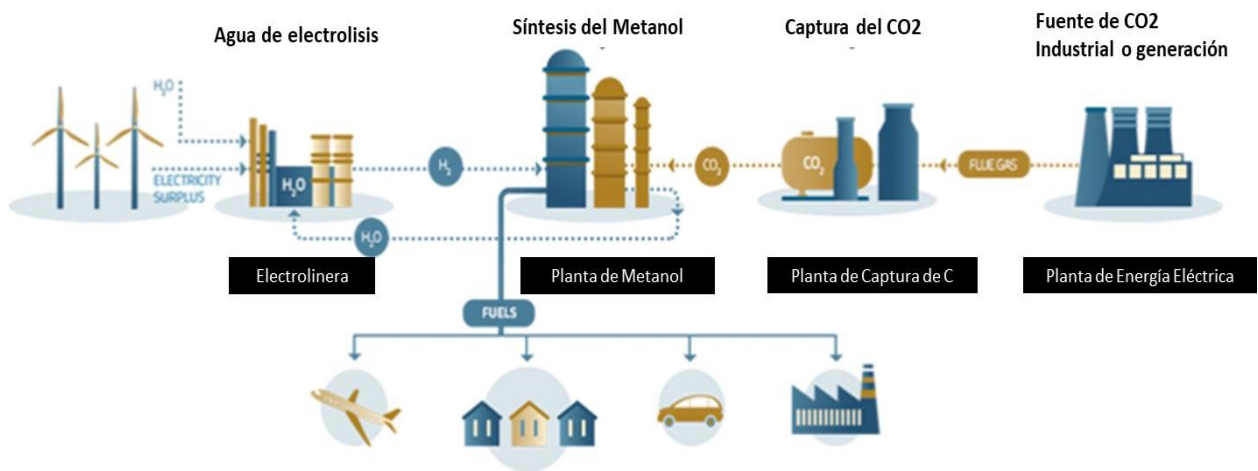


Figura 30 Integración de negocios de química/combustibles con CCS/Hidrogeno verde

Fuente: <https://www.aspire2050.eu/mefco2>

e. Investigación y desarrollo de productos mineralizados a partir del CO₂

La conversión de estado del CO₂ del reservorio de “temporal” a un CO₂ transformado o procesado con otros elementos para pasar a un estado “permanente”, esto es, sin posibilidad de reversión a la atmosfera y que empeore el cambio climático es de interés y el proceso asociado se denomina “mineralización”.

La solución teórica de la mineralización y el desafío es tomar millones de toneladas de un reservorio y procesarlas para fijar su estado podría significar un salto en la demanda de esta tecnología en caso se consiga procesos de costos bajos y gran escala. El nivel actual de este desarrollo es un TRL7-8 para hacer cementos, agregados y piezas para construcción.

El primer desafío es lograr la técnica correcta a partir de una planta de producción de caliza, el segundo es que este localizada cerca de un reservorio, pues son producto de bajo margen y se podría encarecer todo con el transporte en camión y que requiere energía además de las maquinas. Se presenta a continuación los fundamentos técnicos y los equipos requeridos para un proceso de investigación.

La tecnología para mineralizar el dióxido de carbono esta aun en un nivel TRL7-8 y seria de alto volumen de consumo del gas de reservorio siempre y cuando exista una demanda de material mineralizado cercano al reservorio que pueda soportar la economía del transporte de estos materiales. Los productos que pueden obtenerse de la mineralización son cementos, materiales aglomerados cocidos para construcción directa y son de color blanco, lo que aumenta su potencial de uso en construcción en general. Las propiedades mecánicas son tan buenas como otros materiales que existen en la actualidad. Esta sección se dedicará a explicar las condiciones fisicoquímicas de la mineralización y describir los ensayos de plantas pilotos y el tipo de equipos que se requieren para su implementación a gran escala.

El CO₂ almacenado bajo tierra es un gas sin color y sin olor, con una temperatura inicial que estará en promedio en 30oC asumiendo una profundidad del reservorio sobre los 2000 metros. El CO₂ estará acompañado de agua por lo que es importante compararlos. El CO₂ tiene un punto crítico a los 31.06 oC y 73.8 Bar, con una densidad critica de 0.469 g/cm³. En presencia del agua, la difusión del CO₂ es de aproximadamente 10,000 veces menor que en el aire. El siguiente cuadro presenta las energías molares libres de formación de las diferentes etapas del CO₂ a 298oK (25oC) en el que se aprecia como pasa de gas a -400Kj/mol a -1100Kj/mol al mineralizarse.

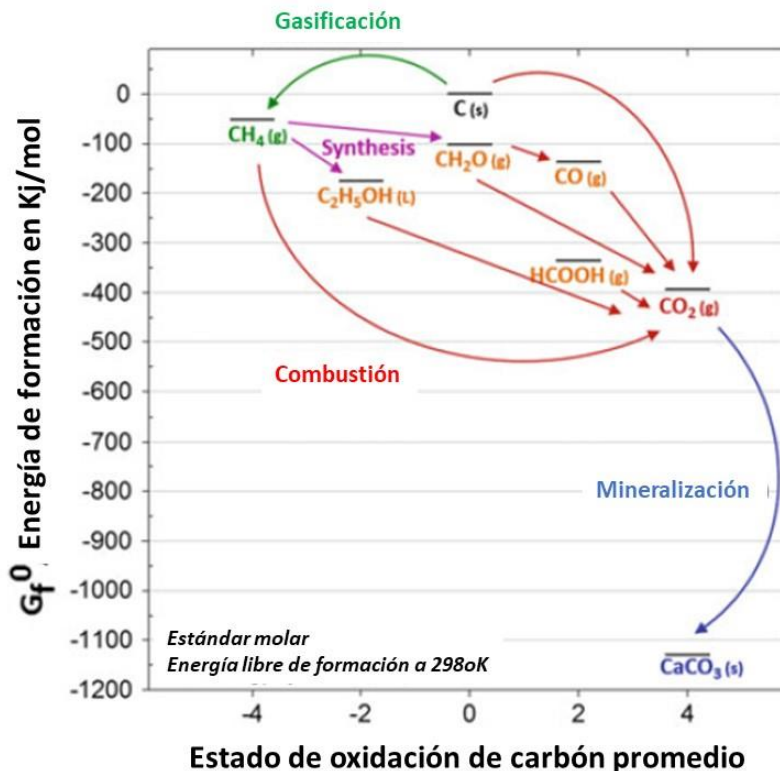


Figura 31 Etapas de mineralización y cambio de energía de formación

Fuente: Chiang-Pan 2017 – Book of Carbon Dioxide mineralization

A temperaturas estándares, la densidad del CO₂ gaseoso es de 1.98Kg/m³, esto es 1.67 veces la del aire. La siguiente tabla presenta los estados termodinámicos del agua y el CO₂ a 20oC y 1.013Bar para efectos comparativos de su situación en el reservorio geológico.

Property ^a	Unit	Value	
		CO ₂	H ₂ O
Density	kg/m ³	1.778	995.65
Specific inner energy	kJ/kg	–	125.73
Specific enthalpy	kJ/kg	510.09	125.83
Specific entropy	kJ/kg/K	2.753	0.4368
Specific isobar heat capacity (cp)	kJ/kg/K	0.856	4.1800
Specific isochor heat capacity (cv)	kJ/kg/K	0.662	4.1175
Isobar coefficient of thermal expansion	1/K	3.352×10^{-3}	–
Heat conductance	W/(m K)	1.703×10^{-2}	–
Thermal conductivity	W/(m K)	–	0.6155
Dynamic viscosity	kg/m/s	1.517×10^{-5}	7.973×10^{-4}
Kinematic viscosity	m ² /s	8.530×10^{-6}	8.008×10^{-7}
Thermal diffusivity	m ² /s	1.132×10^{-5}	–
Prandtl number	–	0.7624	–
Schmidt number	–	0.7550	–
Coefficient of compressibility Z	–	0.9952	–
Speed of sound	m/s	270.69	1512.07

Tabla 9 propiedades del agua y CO₂ a 30oC y 1.013 Bar

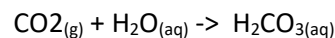
Fuente: Peace Software/Co₂_e

El CO₂ es un electrófilo débil y físicamente soluble en agua y que puede describirse con las leyes de Henry. Esta ley indica la relación entre la solubilidad del gas en agua de configuraciones acuíferas y la presión parcial gas. La cantidad de CO₂ disuelto en agua puede expresarse de la siguiente manera:

$$C'_{CO_2} = H'_{CO_2} \times P_{CO_2}$$

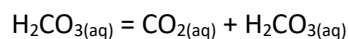
Donde C' es la concentración de CO₂ disuelto en la solución acuosa; H' CO₂ es la constante de Henry para el CO₂ (10^{-1.46} M atm⁻¹ a 25oC), y el P_{CO₂} es la presión parcial del CO₂ en fase gaseosa.

La disociación de CO₂ gaseoso en ácido carbónico (H₂CO₃) es:



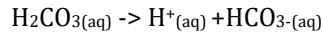
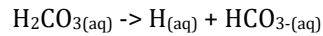
La constante de equilibrio de hidratación (K_h) del H₂CO₃ a 25 °C en agua pura es de 1.7x10⁻³

En soluciones acuosas, el H₂CO₃ incluye el CO₂ disuelto denotado como CO_{2(aq)} el H₂CO₃ efectivo denotado H₂CO_{3(aq)} como se ve en la siguiente ecuación. Típicamente la concentración de H₂CO₃ es mucho menor que la concentración del CO₂, por lo tanto, el H₂CO₃ tiene dos constantes ácidas de disociación (K_a).

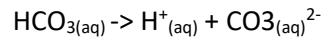


La disociación de iones carbónicos en HCO₃⁻¹ y carbonato CO₃²⁻ puede ser descrita por las siguientes dos ecuaciones. La primera para la disociación de iones carbónicos en bicarbonato (también

denominado hidrogeno carbonato) ion a 25oC que es 2.5×10^{-4} mol/L. La segunda es la disociación de iones carbónicos en iones bicarbonato a 25oC que corresponde a 4.47×10^{-7} mol/L



El ion bicarbonato formado (HCO_3^-) puede ser disociado en iones carbonato (CO_3^{2-}) con una constante de disociación de a 25oC de 4.69×10^{-11} mol/L



Mineralización del CO₂ a través de la carbonatación

La carbonatación acelerada, es considerada una reacción química de adsorción, en donde hay un “secuestro mineral”. El proceso es una mímica del proceso natural de meteorización geológico en donde el CO₂ reacciona con materiales que portan óxidos de metales para formar carbonatos estables e insolubles.

En el caso del CCSU, el proceso se convierte de interés al tener disponible un enorme reservorio con gas CO₂ estabilizado y en condiciones perfectamente conocidas. El CO₂ se va a poder extraer con tasas controladas y fijarlo como un carbonato precipitado que raramente se va a liberar luego de la mineralización. Más aun, dado que la carbonatación es una reacción exotérmica, la energía consumida y los costos pueden ser bajos por sus propiedades inherentes.

En la figura 26 arriba, el CO₂ proveniente de una combustión y pre almacenado geológicamente puede fijarse directamente como carbonato mineralizado. Dado que los carbonatos son minerales que ocurren naturalmente y poseen una baja energía de formación de Gibbs; los productos de carbonatación pueden fijarse permanentemente o almacenarse por periodos geológicos en escala de tiempo. En otras palabras, aseguran la permanencia de estos en tierra y que no impacten al cambio de clima.

En este proceso de carbonatación acelerada, el CO₂ gaseoso es disuelto en una solución para formar iones carbonato. El óxido de calcio o óxidos de magnesio son los más favorables tipos de óxidos de metal en reaccionare con el CO₂. Los iones carbonatados son reaccionados con óxidos de metal alcalinos (CaO y MgO) y se convierten en precipitaciones carbonatadas en presencia de un ambiente acuoso. En todos los casos, la carbonatación acelerada debe proveer los iones base, tales como sodio y potasio monovalente, o calcio divalente é iones magnesio para neutralizar los ácidos carbónicos. Otros elementos formadores de carbonatos, tales como metales de fierro, no son prácticos debido a sus características químicas. La siguiente figura presente los caminos que pueden seguir los iones CO_3^{2-} en reacción con partículas sólidas alcalinas, incluyendo (1) conversión directa dentro de la partícula sólida, (2) cristalización sobre la superficie, (3) precipitación sobre la solución a granel, y (4) fijado sobre la superficie de la partícula.

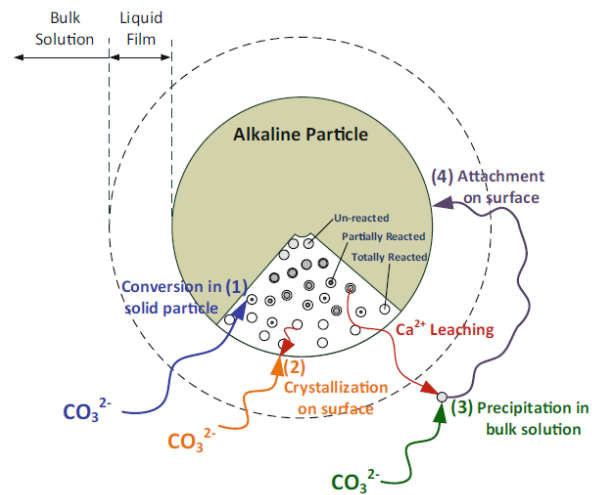


Figura 32 Caminos de los iones CO_3^{2-} en reacción con partículas alcalinas sólidas

Fuente: Chiang-Pan 2017 – Book of Carbon Dioxide mineralization

Típicamente, la carbonatación acelerada puede estar acompañada de dos procesos:

- Un proceso in-situ, en donde la selección del reservorio o basalto es del tipo CaCO_3 y MgCO_3 ; esto depende mucho de tener un sitio de este tipo y cercano a una operación de captura de CO_2 . La posibilidad de que ocurra es baja.
- Un proceso ex-situ, usando una planta de procesamiento en donde se usa como materia prima silicato de calcio o residuos industriales alcalinos para reaccionarlos con el CO_2 . Los residuos industriales de volumen para esta opción son residuos de escorias de plantas siderúrgicas.

Se espera como mínimo una eficiencia de 85% de conversión para lograr estabilización de los desperdicios y fijar el CO_2 . Estos materiales tienen que estar cerca de la fuente de CO_2 para minimizar los costos de transporte sino se hace inviable la operación.

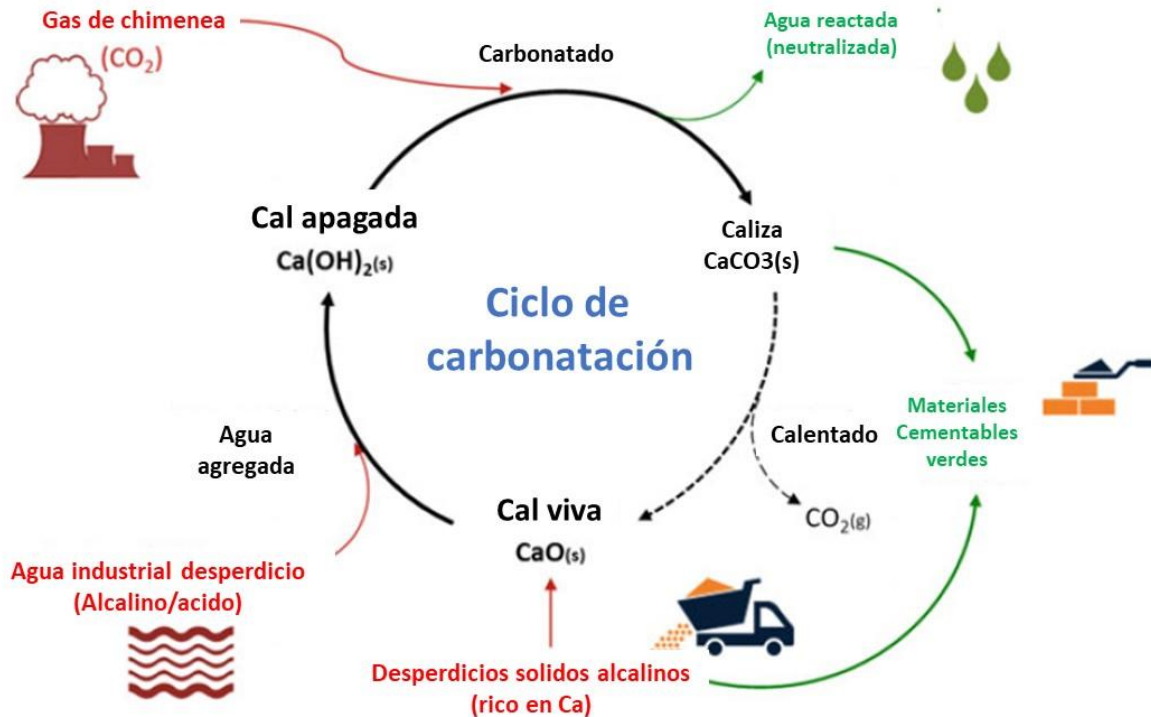


Figura 33 integración de CO₂ mineralizado a residuos alcalinos o minerales para formar materiales de construcción

Fuente: Chiang-Pan 2017 – Book of Carbon Dioxide mineralization

Cemento de carbonato de calcio

De todas las opciones comercialmente importantes, el desarrollo de cementos o piezas para construcción a partir de carbonato de calcio es el que tiene mayor desarrollo en pilotos. El CaCO₃ es una de las especies más abundantes en la naturaleza con tres formas cristalinas polimorfas: vaterita, aragonita y calcita; siendo la vaterita la menos y la calcita la más estable termodinámicamente. La calcita es un polimorfo abundante en reservorio geológicos como calizas, tizas y mármoles.

Industrialmente, se requieren tres materiales para producir cemento CaCO₃: CO₂, calcio y alcalinidad. El proceso se inicia con lodos de cal solubilizados con NH₄Cl acuoso que van a pasar por un filtro de hojas que removerá las impurezas insolubles para tener una solución de amonio (NH₃) y CaCl₂. El NH₃ disuelto en el agua está en equilibrio con el hidróxido de amonio (NH₄OH). La corriente de CO₂ del reservorio o eventualmente de un proceso industrial (si pueden sincronizar) entra en contacto con la solución en un tanque de agitación continua que está debajo de 40°C. El CaCO₃ como cemento es mecánicamente secado con un filtro prensa (tecnología de la compañía Outotec Oyj, Finlandia) y secado térmicamente en un fluidizador hasta convertirse en polvo. Típicamente las impurezas insolubles son un 7% de la masa seca que ingresa y tienen aplicaciones ecológicas posteriores como su reusó en hornos de cemento. Se aprecia abajo el esquema

simplificado del proceso y una vista de una planta piloto empleada para desarrollar parámetros industriales y probar materiales.

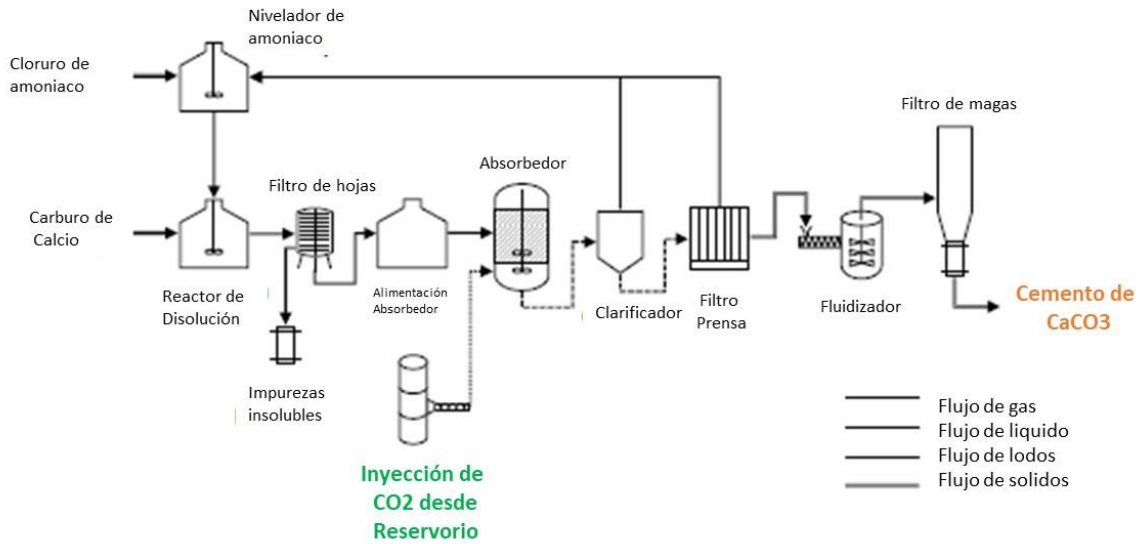


Figura 34 esquema de proceso de mineralización de CO₂ de reservorio

Fuente: Chiang-Pan 2017 – Book of Carbon Dioxide mineralization



Figura 35 Vista de planta piloto de CaCO₃

Fuente: Chiang-Pan 2017 – Book of Carbon Dioxide mineralization

Lo clave de estos desarrollos se inician con las características del cemento CaCO₃ que logra tener un tamaño de partícula media de 15 micras con 4 micras de desviación estándar, compuesto principalmente de vaterita (>99% en peso). El producto compite en igualdad de condiciones con un

cemento Portland con algunas ventajas de su menor densidad y peso para igual capacidad a compresión y su estabilidad para rellenar o reforzar elementos. También permite la construcción de elementos para albañilería. Entre sus desventajas esta su porosidad que podría hacerla vulnerable en ambientes muy salinos.

Finalmente, el elemento más alentador en estos desarrollos es su huella de carbono final como se aprecia en la figura abajo. En donde varias pruebas han demostrado una captura neta de 224 kilos de CO₂ por tonelada métrica manufacturada de este cemento. Las condiciones varían según el grado de carbonización de la red eléctrica y otras fuentes empleadas para fabricar el cemento, pero en general debería dar un aporte negativo.

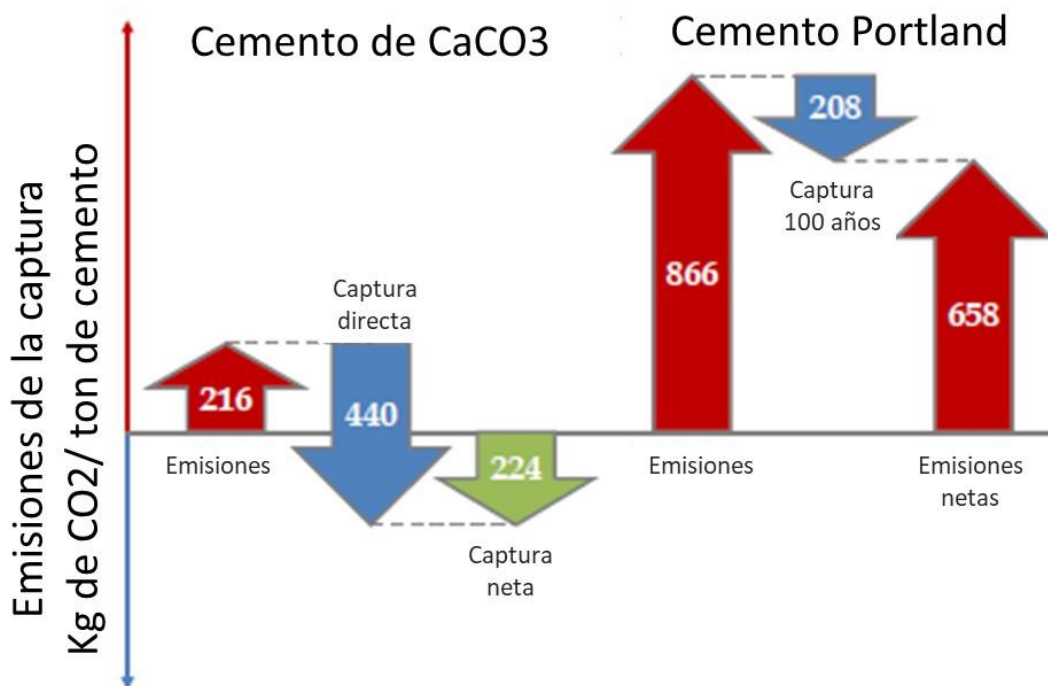


Figura 36 Análisis de huella de carbono de piloto de cemento CaCO₃ comparada con producción industrial Portland

Fuente: The CO₂ uptake of concrete in a 100-year perspective. Cem. Concr. Res 2007

Por lo expuesto, se propone la siguiente lista de equipos de nivel TRL7-8 que se requerirían para desplegar un proceso de investigación y desarrollo desde una planta de cemento o caliza cercana a una tubería con CO₂ de un reservorio de CCS.

Los equipos industriales tales como tanques, mezcladores, chancadores de mineral y tuberías, son maquinas mineras sencillas, tecnológicamente maduras. Lo fundamental de este desarrollo es lograr las condiciones de proceso para un CaCO₃ competitivo.

6. Bibliografía

- Chauvy, R., & De Weireld, G. (2020). CO₂ utilization technologies in Europe: A Short Review. *Energy Technology*, 8. doi:<https://doi.org/10.1002/ente.202000627>
- Ducan, L., Ramirez, A., & Mac Dowell, N. (2020). Carbon Capture and Storage from Industrial Sources. *The Royal Society of Chemistry*. doi:<https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00296
- Global_CCS_Institute. (2021). *Global Status of CCS 2021*. CCS Institute. Retrieved from <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/>
- Global_CCS_Institute. (2022). *State of the Art: CCS technologies 2022*. CCS Institute. Retrieved from <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/>
- Heldebrant, D., & Kothandaraman, J. (2020). Solvent-based absorption. *The Royal Society of Chemistry*. doi: <https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00036
- Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J., Carter, E., Fuss, S., Minx, J., & Smith, P. (2019). The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. *Nature* 150. doi: <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>
- IEA. (2019). *Putting CO₂ to use: creating value from emissions*. International Energy Agency. Obtenido de www.iea.org
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- Kezemifar, F. (2021). A review of technologies for carbon capture, sequestration, and utilization: Cost, capacity, and technology readiness. *GHG Science & Technology*(12), 200-230. doi:10.1002/ghg.2131
- Sanna A, Uibu M, Caramanna G, Kuusik R, Maroto-Valer MM (2014) A review of mineral carbonation technologists to sequester CO₂. *Chem Soc Rev* 43(23):8049–8080. doi: <https://doi.org/10.1039/c4cs00035h>
- Vishal, V., & Singh, T. (2016). *Geologic Carbon Sequestration*. Springer. doi:10.1007/978-3-319-27019-7
- Webley, P., & Danaci, D. (2020). CO₂ Capture by Adsorption processes. *The Royal Society of Chemistry*. doi:<https://pubs.rsc.org> | doi:10.1039/9781788012744-00106

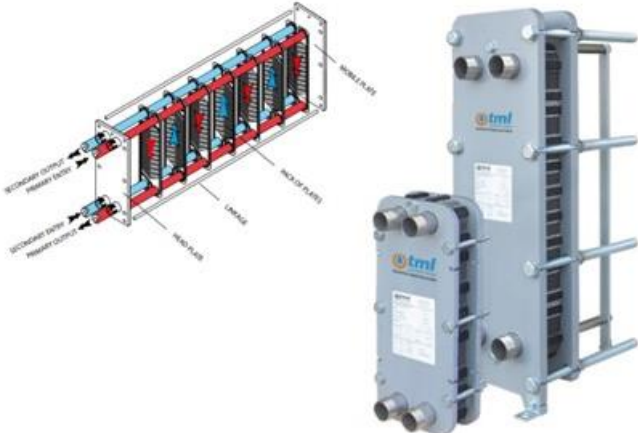
7. ANEXOS

Anexo 1. Descripción equipos principales en la producción de metanol

Elemento, equipo y/o Maquinaria	Etapa	Descripción
Catalizadores en base a cobre y aleaciones para la hidrogenación de CO ₂	Pre-inversión e inversión	<p>El catalizador es lo central en la operación de conversión del CO₂ en combustible, además de capturar elementos indeseables del gas almacenado. Puede haber hasta dos catalizadores en el proceso, iniciando con uno primario de tipo Cu/ZnO/Al₂O₃ y uno secundario en función al refinamiento final que se desee dar al producto. En todos los casos el catalizador debe ser capaz de soportar presiones de 6 MPa y temperaturas hasta 270oC. Los niveles de conversiones dependen del licenciante y el diseño de la planta, pero no se espera niveles de conversión menores a 45%.</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
Reactor principal de catálisis del CO ₂ (tipo helicoidal, isotérmico)	Pre-inversión e inversión	<p>El reactor principal es el intercambiador primario debe ser en la medida de lo posible el de más alta eficiencia por ser un proceso sensible a los costos y tasas de conversión. Los reactores de tipo helicoidales logran transferencias sobre 62%. La presión de máxima operativa es de 0.1 MPa y en capacidades sobre 100 TPD de Metanol.</p> <p>Este equipo es donde ocurre el proceso de catálisis del CO₂ por hidrogenación y es el corazón del proceso de producción del Metanol.</p> <p>Los materiales típicos de fabricación del reactor son aceros aleados con 0.3% C, 2.5% Ni y 3% Cr.</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
Bomba para transporte de	Pre-inversión	Las bombas de vanos son equipos de desplazamiento positivo con viscosidades hasta los 10,000 centi Stokes para metanol o mezclas

Elemento, equipo y/o Maquinaria	Etapa	Descripción
<p>Metanol líquido (bombas de transferencia entre tanques y condensadores), de alto volumen y presión media.</p> <p>El estado del arte de estas bombas para alcoholes en planta química y de mezcla con otros combustibles es certificación ATEX, uso obligatorio de doble sello mecánico, carcasa capaz de soportar continuamente hasta 250oC, salida de doble eje y válvula integrada de seguridad.</p>	<p>en inversión</p>	<p>con gasolinas u otros químicos intermedios. Con presiones de cabeza de hasta 0.1MPa y caudales hasta 110 m³/h son adecuadas para transferencia, carga y descarga en tanques de procesos o de zonas de despacho. La capacidad de manejo en caliente la dan los sellos dobles mecánicos o tipo NR-BAL-C que soportan hasta 250oC.</p> <p>Los materiales típicos de construcción son acero AISI 316, bronce, o hierro fundido.</p>  <p>Ver referencia técnica en: https://www.northridgepumps.com/p_1294_north-ridge-rotary-vane-pumps</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
<p>Compresor para vapor de</p>	<p>Pre-inversión</p>	<p>Equipos compactos de tipo centrifugo, horizontales, de una sola etapa y montados sobre una base para facilidad de instalación.</p>

Elemento, equipo y/o Maquinaria	Etapa	Descripción
Metanol gaseoso de línea de gases de recirculación.	n e inversión	<p>Debe seguir normas API 617 para especialidades de química y petroquímica, que exigen que sea un proceso de compresión libre de aceite y sin emisiones inflamables. Los hay en tamaños con capacidad de hasta 6000m³/h y presiones máximas de 10 MPa.</p>  <p>Ver referencia técnica en: https://www.sundyne.com/products/process-gas-compressors/bmc-api-617-compressors/</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
Intercambiador de metanol y agua. De tipo industrial, compacto, típicamente de placas y en materiales que soportan la corrosión del flujo de alcohol y agua.	Pre-inversión	<p>El intercambiador de calor por placas es un tipo de intercambiador eficiente, compacto, sencillo de conectar a un proceso químico y con materiales que manejan diversos niveles de corrosión y temperatura. En el caso del intercambio de metanol y agua en contra corriente con otros fluidos calientes/fríos; se usa una estructura de acero al carbono para sostener los elementos. Las placas son de acero AISI 316L y su geometría permite la turbulencia que genera un alto desempeño en la transferencia de calor.</p> <p>Las empaquetaduras son normalmente un material elastómero de alta elasticidad y que soporte choques térmicos y presión en el tiempo, tales como nitrilo (rango de temperaturas -20° C a 120° C), EPDM o Etileno Propileno Dieno (rango de temperaturas -15° C a 150° C); o VITON (rango de temperaturas de -10° C a 180° C). El</p>

Elemento, equipo y/o Maquinaria	Etapa	Descripción
		<p>sello se fija mecánicamente por forma y con soportes laterales que la integran a la placa.</p>  <p>Ver referencia técnica en: https://www.tmlgroup.it/uploads/model_4/heat_exchanger_plate_s.pdf</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
<p>Medidor volumétrico para alcohol metílico. El estado del arte es medición volumétrica o másica en base a ultrasonido, usando transductores en la parte</p>	<p>Pre-inversión e inversión</p>	<p>Equipo tipo grampa para flujo dinámico en zona peligrosa (ATEX, IECEx zona 1, FM Clase 1, División 1) en ambiente de procesamiento químico y de combustibles (para zonas de mezcla de metanol con gasolinas, por ejemplo).</p> <p>Referencia técnica en: https://www.flexim.com/en/product/fluxus-g831</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>


Elemento, equipo y/o Maquinaria	Etapa	Descripción
<p>exterior de un tubo calibrado. El equipo tiene que ser a prueba de explosiones (ATEX) y robusto para uso en zona industrial, sin posibilidad de atoros, caídas de presión o fugas. El equipo debe poder manejar hasta 100°C de temperatura del fluido.</p>		

Tabla 10 Equipos principales en la utilización del CO₂ almacenado bajo tierra en la producción de Metanol

Fuente: Elaboración propia

Anexo 2. Descripción de equipos para la etapa de preinversión para la mineralización de cemento

Equipos de laboratorio	Etapa	Referencia
Analizador láser de distribución de partículas por tamaño, para mediciones en alcoholes calibrados isopropílicos de refracciones 1.378 y 1.58 para el CaCO_3	Investigación y desarrollo	<p>Por ejemplo, el analizador óptico por rayos láser, el Horiba LA-950V2 Laser Scattering Particle Size Distribution Analyzer (con dos fuentes de luces: 650 nm y 405 nm de longitudes de onda tipo LED)</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
Analizador fluorescente de rayos X para la determinación de la composición química de materiales previamente secados en horno y el cemento CaCO_3 .	Investigación y desarrollo	<p>Por ejemplo, el espectrómetro: An ARL QUANT'X Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometer (Thermo Fisher Scientific, Waltham, MA, USA)</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>
Analizador de difracción por rayos X para la determinación de composición de fases del cemento CaCO_3 en el proceso (pastas húmedas)	Investigación y desarrollo	<p>Por ejemplo, A X'Pert Pro X-ray Diffractometer (Panalytical, Almelo, Netherlands). El equipo opera a 40 KV y 30 mA ($\text{Cu K}_{\alpha 1}$, $\lambda = 1.5406 \text{ \AA}$) con un rango de barrido de $5-65_{-2\text{TETHA}}$, y un paso de 0.02°, y un tiempo de secado de 4 segundos.</p>

Equipos de laboratorio	Etapa	Referencia
		Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.
Microscopio de barrido electrónico para capturar imágenes del CaCO ₃ en sus fases de transformación (sobre recubrimientos de platino o Palladium de contraparte catódica por pulverización)	Investigación y desarrollo	<p>Por ejemplo, el microscopio de barrido: A SU-6600 Field Emission Scanning Electron Microscope (SEM) (Hitachi High-Tech, Omuta, Fukuoka, Japan)</p> <p>Debe cumplir con normas técnicas nacionales o internacionales.</p>

Tabla 11 Listado de bienes para I+D de cemento a partir de CO₂ mineralizado

Fuente: Elaboración propia