



# Energía y Geoestrategia 2022

Instituto Español de Estudios Estratégicos  
Comité Español del Consejo Mundial de la Energía  
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA



Patrocinador principal



**REPSOL**

Patrocinador



**CEPSA**



## Energía y Geoestrategia 2022

Instituto Español de Estudios Estratégicos

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía  
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA



Catálogo de Publicaciones de Defensa  
<https://publicaciones.defensa.gob.es>



Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado  
<https://cpage.mpr.gob.es>

publicaciones.defensa.gob.es  
cpage.mpr.gob.es

Edita:



Paseo de la Castellana 109, 28046 Madrid

© Autor y editor, 2022

NIPO 083-16-249-2 (edición impresa)

ISSN 2697-2174 (edición impresa)

NIPO 083-18-071-7 (edición en línea)

ISSN 2697-2182 (edición en línea)

Depósito legal M 10895-2022

Fecha de edición: mayo de 2022

Maqueta e imprime: Imprenta Ministerio de Defensa

Las opiniones emitidas en esta publicación son exclusiva responsabilidad del autor de la misma.

Los derechos de explotación de esta obra están amparados por la Ley de Propiedad Intelectual. Ninguna de las partes de la misma puede ser reproducida, almacenada ni transmitida en ninguna forma ni por medio alguno, electrónico, mecánico o de grabación, incluido fotocopias, o por cualquier otra forma, sin permiso previo, expreso y por escrito de los titulares del copyright ©.

En esta edición se ha utilizado papel 100% libre de cloro procedente de bosques gestionados de forma sostenible.

# ÍNDICE

	Página
<b>Introducción</b> .....	9
<i>Claudio Aranzadi</i>	
<b>Entrevista con la secretaria general del Consejo Mundial de Energía el día 29 de noviembre de 2021, Dra. Angela Wilkinson</b> .....	33
<b>Capítulo primero</b> .....	43
<b>Océanos y choke points, oportunidades y riesgos para el comercio marítimo global</b> .....	43
<i>Gonzalo Sanz Alisedo</i>	
El océano global .....	49
El comercio marítimo global.....	50
Puntos focales del tráfico marítimo global.....	55
El estrecho de Gibraltar .....	63
Canal de Suez .....	65
Los estrechos turcos.....	72
Estrecho de Bab el-Mandeb.....	74
El estrecho de Ormuz .....	79
Estrechos de Malaca y Singapur.....	85
Canal de Panamá .....	89
El Ártico, las nuevas rutas .....	92
Una mención a la seguridad alimentaria .....	97
Proteger el futuro .....	99
<b>Capítulo segundo</b> .....	103
<b>Mercados de emisiones y comercio internacional</b> .....	103
<i>Jennifer Winter</i>	
Introducción.....	109
Antecedentes y contexto: Tipos de instrumentos de fijación del precio de las emisiones .....	112
Tipos de instrumentos de fijación del precio de las emisiones.....	112

	Página
Mecanismos para abordar la competitividad y limitar la fuga.....	114
Breve historia de los instrumentos de fijación del precio de las emisiones.....	120
Emisiones, fijación del precio de las emisiones y comercio.....	133
Comercio de emisiones implícitas.....	136
Propuesta de CBAM de la Comisión Europea.....	142
Resumen y conclusiones.....	151
Referencias.....	152
<b>Capítulo tercero.....</b>	<b>159</b>
<b>Ciberseguridad, geopolítica y energía.....</b>	<b>159</b>
<i>Alberto Pinedo Lapeña</i>	
Contexto energético actual.....	165
Autonomía energética y amenazas de ciberseguridad globales.....	166
Las nuevas materias primas y la ciberseguridad.....	168
Consideraciones de ciberseguridad en el sector energético.....	169
Redes OT.....	171
Abordar el riesgo de ciberseguridad en el entorno energético.....	172
Un panorama de amenazas en evolución.....	173
El mercado de las ciberamenazas.....	174
El modelo actual.....	176
Una nueva estrategia.....	177
Medir el beneficio de la estrategia.....	178
Plan de acción.....	179
Estrategia de ciberseguridad para sector energético.....	180
Nuevos aspectos que considerar.....	180
Estrategia confianza cero.....	182
Proteger las identidades.....	186
Proteger el punto de conexión.....	187
Proteger los datos.....	189
Proteger las aplicaciones.....	191
Proteger la infraestructura.....	192
Conclusión.....	194
Diplomacia.....	194
Disrupción.....	194
Defensa.....	195
<b>Capítulo cuarto.....</b>	<b>197</b>
<b>La captura de CO<sub>2</sub>. Un pilar indispensable de la descarbonización...</b>	<b>197</b>
<i>Vicente Cortés Galeano</i>	
<i>Benito Navarrete Rubia</i>	
Introducción.....	203
Una visión global de la captura de CO <sub>2</sub> y su relevancia.....	204
Concepto.....	204
La CCS y la CCU en las políticas de descarbonización.....	206
Los seis pilares de la descarbonización.....	208
Los roles de la captura	
Planteamiento general.....	211

	Página
Reducción de emisiones en instalaciones existentes.....	212
Abatimiento de emisiones en la industria.....	213
Obtención de hidrógeno bajo en carbono.....	215
Obtención de «emisiones negativas».....	216
La política de la Comisión Europea y la captura.....	218
La necesidad urgente de una estrategia en la Unión Europea.....	218
La captura en el paquete legislativo Fit for 55.....	219
Disposiciones de relevancia para la captura no incluidas en el paquete legislativo Fit for 55.....	223
El soporte al desarrollo tecnológico: SET-Plan e Innovation Fund.....	226
<b>Captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Aspectos técnicos.....</b>	<b>231</b>
Introducción.....	231
Captura.....	231
Poscombustión.....	232
Precombustión.....	235
Oxicombustión.....	236
Transporte.....	236
Almacenamiento.....	238
<b>Empleo del CO<sub>2</sub>, CCU.....</b>	<b>239</b>
Elementos básicos.....	239
Introducción.....	239
Tipos de procesos y contribución a la reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> ..	239
La cadena de valor de la CCU.....	241
El balance de carbono de la CCU.....	243
Usos del CO <sub>2</sub> en procesos CCU.....	244
Categorías de productos CCU.....	244
Principales productos de la CCU.....	246
Procesos en desarrollo de gran interés potencial.....	252
La integración de sectores. Esquema conceptual.....	253
Alternativas de captura de CO <sub>2</sub> .....	254
Fuentes potenciales de CO <sub>2</sub> para captura.....	254
Evaluación de alternativas de captura.....	255
Selección de opciones de captura en base a huella de carbono.....	258
<b>La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo.....</b>	<b>262</b>
Visión general.....	262
Industria siderúrgica.....	265
Industria química y petroquímica.....	266
Fabricación de cemento.....	267
Refino de petróleo.....	267
<b>Retos y barreras para el despliegue de la captura. Consideraciones técnicas, económicas y geográficas.....</b>	<b>268</b>
Marco de referencia.....	268
La necesidad de un marco comercial para la captura.....	269
Captura para almacenamiento.....	269
Captura para empleo.....	271
La necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento.....	272
Las agrupaciones de industrias o clusters.....	272
Retos técnicos y operativos.....	273
La localización geográfica.....	274

	Página
El transporte transfronterizo de CO <sub>2</sub> .....	276
Reutilización de redes de gas .....	277
La consideración de la CCS y la CCU en la taxonomía .....	277
La captura en los Planes Integrados de Energía y Clima .....	278
La percepción social .....	280
Un análisis geoestratégico de la CCS y la CCU.....	281
Marco de referencia .....	281
Categorización de países.....	281
Análisis de problemática sobre CCS aplicada a emisiones de fósiles e industriales .....	282
Análisis de problemática sobre CCU: la fabricación de building blocks para la industria .....	286
Resumen y conclusiones.....	287
Listado de acrónimos .....	292
<b>Composición del grupo de trabajo .....</b>	<b>295</b>
<b>Colaboradores en la edición de esta obra .....</b>	<b>297</b>

## Introducción

Claudio Aranzadi

Como en números precedentes, la novena publicación de *Energía y Geoestrategia* (*E y G*) se abre con la entrevista a una personalidad relevante en el campo de la geopolítica de la energía; en esta publicación se recogen las opiniones de Angela Wilkinson, secretaria general y CEO del World Energy Council. Se incluyen además cuatro artículos a cargo del vicealmirante Gonzalo Sanz Alisedo, «Océanos y *choke points*, oportunidades y riesgos para el comercio marítimo global»; Jennifer Winter, «Mercados de emisiones y comercio internacional»; Alberto Pinedo, «Ciberseguridad, geopolítica y energía»; y Vicente Cortés Galeano y Benito Navarrete Rubia, «La captura de CO<sub>2</sub>. Un pilar indispensable de la descarbonización».

Al recordar, como es habitual, los hitos más destacados en el área de la geoestrategia de la energía desde la anterior publicación de *E y G*, se constata que este periodo ha venido marcado por una serie de acontecimientos de gran relevancia, en general interrelacionados, aunque no necesariamente con vínculos de causalidad entre sí. Es claro, por ejemplo, que la crisis de precios energéticos iniciada en el último cuarto de 2021 no puede considerarse como una consecuencia directa del proceso de transición energética global, pero las variables explicativas en ambos

casos no son independientes. Por esta razón, un buen número de cuestiones evocadas en la COP 26 de Glasgow en noviembre de 2021 que ha constituido un hito significativo en la progresiva orientación del proceso de transición energética a largo plazo lanzado por el Acuerdo de París de 2015, tienen relevancia para iluminar aspectos que el fuerte alza de los precios energéticos, previsiblemente transitorios, ha puesto de manifiesto. Esta interrelación entre factores explicativos estructurales y coyunturales ha sido especialmente patente en Europa, donde poco después de la presentación de un amplio programa de actuación y propuesta de paquete legislativo (*Fit for 55*) en julio de 2021, que establecía una detallada hoja de ruta para la transición energética en el horizonte de 2030, la Unión Europea veía abrirse entre los países miembros, como consecuencia del disparo de precios energéticos, sustanciales controversias en cuestiones como la política de suministro gasista, regulación de los mercados eléctricos, mix de generación eléctrica (papel del gas natural y la energía nuclear), etc. que, aunque suscitadas por la coyuntura de precios, resultaban también relevantes para configurar el proyecto de transición energética. Como señalan J. Bordoff and M. L. O'Sullivan (2022)<sup>1</sup>, aunque sea razonable concentrar la atención en el objetivo final de la transición energética (emisiones netas cero en la mitad de siglo), debería incorporarse igualmente al análisis una detallada perspectiva del proceso de transición. La definición e implementación de la transición energética no puede ser, por tanto, contemplada como un proceso tendencial lineal dirigido a alcanzar la meta de emisiones netas cero en 2050, sino como la probable sucesión de desequilibrios coyunturales, episodios de alta volatilidad y variaciones del entorno geopolítico por los que transitar antes de alcanzar el objetivo final. El marco para la geoestrategia de la energía que se puede anticipar a largo plazo es, por consiguiente, complejo e incierto, lo que significa que los riesgos climático y tecnológico asociados al proceso de transición energética continuarán siendo elevados.

La mayor parte de los expertos ha considerado que el actual episodio de altos precios energéticos en Europa ha sido provocado fundamentalmente por factores de carácter global y coyuntural: fuerte recuperación de la demanda de combustibles fósiles inducida por el rebote pospandemia de la producción (sobre todo en China), resistencia por parte de la OPEP+ a ajustar más decidida-

<sup>1</sup> Bordoff, J. y O'Sullivan, M. L. (2022). «Green upheaval: The new geopolitics of energy». *Foreign Affairs*. January/February 2022.

mente al alza la producción de crudo, fenómenos meteorológicos que afectaron a la baja la generación eléctrica renovable y al alza la demanda de gas (corregidos en parte), cierres de instalaciones planeados y no planeados limitativos de la oferta de gas y reorientación de esta oferta hacia los mercados más remuneradores, contención de Rusia en sus exportaciones de gas a Europa (más allá del respeto a sus contratos de suministro a largo plazo), fuerte aumento de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, traslación a los precios del mercado mayorista (*spot*) de energía eléctrica en Europa de los incrementos de precios del gas natural y de los derechos de emisión, etc. Difícilmente puede considerarse que este ajuste de factores defina un patrón estructural y, menos aún, que este patrón derive del proceso de transición energética (con la excepción de la evolución creciente del precio del derecho de emisiones de CO<sub>2</sub> y, quizás, del efecto en las expectativas de oferta de combustibles fósiles del ajuste a la baja de las inversiones en los sectores del petróleo y gas natural).

La repetición de los factores desencadenantes de la actual crisis de precios energéticos (todavía presente al cierre de esta publicación), una vez sobrepasado el invierno en el hemisferio norte, parece poco probable y, por tanto, si se despejase el escenario geopolítico en Europa, sería razonable esperar el retorno rápido a un contexto de precios más moderado. Sin embargo, el clima actual de escalada en el conflicto ucranio y las incertidumbres sobre su desenlace no solo convierte al riesgo geopolítico en el condicionante central de la evolución de los precios del gas (y en consecuencia de los precios *spot* de la energía eléctrica) en Europa sino que introduce un riesgo de interrupción física del suministro que afecta al imperativo de seguridad europea. Los países suministradores de gas natural por gaseoducto, también condicionados por una infraestructura permanente como los países consumidores, están obligados a mantener la continuidad del suministro si desean preservar su reputación de suministrador seguro (algo que Argelia parece haber olvidado con su decisión de interrumpir el suministro a través del gasoducto del Magreb); en un contexto de menor tensión geopolítica puede suponerse, por tanto, que Rusia tendría interés en garantizar la continuidad de, al menos, el suministro ligado a sus compromisos a largo plazo. Pero en un conflicto como el de Ucrania, donde la respuesta a una eventual agresión militar rusa se restringiría a las sanciones económicas, resultaría imposible aislar de las mismas al suministro energético a Europa: la interrupción del suministro podría estar incluida en las sanciones o resultar de la respuesta

rusa a las sanciones occidentales. Además, las manifestaciones de Fatih Birol, director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (*IEA.Commentary.13-1-2022: Europe and the world need to draw the right lessons from today's natural gas crisis*), relativas al comportamiento ruso en el episodio de tensión del mercado de gas en Europa no permitirían anticipar un comportamiento cooperativo de Rusia: F. Birol señala que Rusia redujo sus exportaciones de gas natural a Europa en un 25% en el cuarto trimestre de 2021 en relación al mismo periodo de 2020 y un 22% comparado con 2019.

Un arreglo diplomático de la situación, con razonables expectativas de estabilidad, y la luz verde a la operación del North Stream 2 (que permitiría alcanzar la capacidad de 55 bcm/año de transporte directo de gas natural entre Rusia y Alemania) propiciaría una sensible reducción de los precios del gas natural en Europa en la segunda parte del año 2022 y reduciría sensiblemente el riesgo de interrupción física del suministro, aunque la continuidad de la tensión en el área (aun sin agresión militar) seguiría provocando una presión alcista sobre los precios. En todo caso, más allá de la actual coyuntura, la gestión por parte de la Unión Europea del dilema seguridad-coste de suministro que estaba planteando la elevada dependencia de las importaciones rusas de gas natural (del orden del 40% del total de importaciones europeas) representa una tarea pendiente para la política energética y la diplomacia de la Unión, dentro de una estrategia más general de promoción de la seguridad de suministro. En este sentido, algunos países europeos han propuesto la centralización de las compras de gas como instrumento de protección ante eventuales crisis futuras de precios pero, además de la dificultad de implementación de tal iniciativa, sería poco compatible con la tendencia en curso a un mayor protagonismo de la competencia «gas on gas» en Europa. De hecho, la propuesta de la Comisión Europea de un nuevo marco para la descarbonización de los mercados de gas restringe esta iniciativa a la compra conjunta voluntaria por parte de los países miembros para constituir *stocks* estratégicos.

La actual crisis de precios energéticos y otros episodios coyunturales semejantes que se producirán en el futuro, se solapan, sin embargo, con una tendencia estructural a largo plazo al decrecimiento de los precios, tanto en el mercado de petróleo como en el de gas natural. Las estimaciones de recursos globales de ambos combustibles, si la evolución de su demanda y producción se ajusta a los requerimientos de la política de descarbonización

tendente a alcanzar el objetivo de emisiones netas cero en 2050, configuran un escenario de abundancia a largo plazo. La tradicional expectativa de escasez por el agotamiento de recursos (pico de Hubbert) ha dado paso a la anticipación de un perfil descendente a largo plazo de la demanda y producción de petróleo y gas (pico de demanda) inducido por las exigencias de la transición energética que se traducirá en un excedente de recursos globales y, por tanto, en la eventual aparición de «activos varados» (*stranded assets*) en el subsuelo de países ricos en reservas de esos combustibles.

La Agencia Internacional de la Energía<sup>2</sup>, en su análisis del escenario de transición energética hacia el objetivo de emisiones netas cero en 2050, estima que, para garantizar esa trayectoria, el pico de demanda de petróleo debería haberse producido ya en 2019 y se registraría un fuerte descenso de demanda y producción global de crudo hasta 77 Mb/d en 2030 y 24 Mb/d en 2050 (en 2019, antes de la pandemia, la demanda de petróleo alcanzó los 96,6 Mb/d); el pico de demanda global de gas natural se habría de producir a mediados de esta década (con una cifra de 4.300 bcm/año) que descendería a 3.700 bcm/año en 2030 y a 1.750 bcm/año en 2050 (en 2019 la demanda global de gas alcanzó los 4.076 bcm). La traducción de estos perfiles de demanda y producción de petróleo y gas natural en los precios, según la Agencia Internacional de la Energía, es la siguiente: el precio del crudo de petróleo sería de 35 \$/barril en 2030, 28 \$/barril en 2040 y 24 \$/barril en 2050; el precio del gas en la Unión Europea sería de 3,8 \$/Mbtu en 2030, 3,8 \$/Mbtu en 2040 y 3,5 \$/Mbtu en 2050. Estos precios definirían una tendencia a largo plazo de la que los precios en Europa en la crisis actual se desviarían notablemente al alza (a comienzos del año 2022, el precio del petróleo ha estado en torno a 85 \$/barril y el del gas natural en torno a 30 \$/Mbtu).

Por supuesto, el escenario de «abundancia» estructural de recursos no excluye la presencia de episodios de escasez coyuntural y desviaciones al alza de los precios como ocurre en la actualidad. La Agencia Internacional de la Energía señala en su análisis<sup>2</sup> que el perfil de demanda de crudo en el escenario de emisiones netas cero en 2050 supone que no se requiere la exploración de nuevos recursos, ni más explotaciones que aquellas cuyo desarrollo se haya ya aprobado; en lo que se refiere al gas natural

<sup>2</sup> IEA (2021). *Net zero by 2050*. International Energy Agency.

no se requerirían nuevas explotaciones más allá de las que ya se están desarrollando. En ese escenario, la programación de las inversiones necesarias para cubrir las necesidades de la transición energética debe tener en cuenta el elevado riesgo de aparición de «inversiones varadas» (*stranded investments*), lo que podría inducir un sesgo a la baja en el proceso inversor y contribuir a provocar desajustes en la oferta traducidos en episodios transitorios de exceso de demanda y alza de precios<sup>3</sup>. El juego estratégico de agentes centrales en el mercado (como ocurre en la actualidad con la decisión de la OPEP+ de limitar el ajuste al alza de su producción a 400 Mb/d cada mes) y las tensiones geopolíticas (la incertidumbre sobre la relación energética Rusia-Unión Europea es un ejemplo) pueden también ser el origen de futuras crisis de precios energéticos.

A diferencia de lo señalado en relación al gas natural y el petróleo, la fuerte elevación de los precios del CO<sub>2</sub> registrada en Europa en el actual episodio de alza de precios energéticos (han estado en torno a los 80 €/t al comienzo de 2022) no tendría un carácter transitorio, sino que se prolongaría en una trayectoria fuertemente ascendente a largo plazo. Las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía<sup>2</sup> de los precios del CO<sub>2</sub> en las economías avanzadas muestran el siguiente perfil creciente: 75 \$/t en 2025, 130 \$/t en 2030, 205 \$/t en 2040 y 250 \$/t en 2050; es claro, sin embargo, que en relación a la Unión Europea la trayectoria de precios vendrá determinada por su mercado de derechos de emisión y, por tanto, su evolución a largo plazo estará sometida a una gran incertidumbre. No obstante, las cifras de la Agencia Internacional de la Energía son una indicación de que la política climática europea va a exigir agudas reducciones en la trayectoria de emisiones a lo largo de la transición energética lo que tendrá inevitablemente un impacto alcista en los precios del CO<sub>2</sub>. De hecho, dentro del paquete de medidas anunciado por la Comisión Europea en julio de 2021, en el marco del nuevo objetivo de reducción de emisiones de un 55% para 2030 (*Fit for 55*), ha propuesto pasar del actual perfil de reducciones anuales del 2,2% al 4,4% (además de un *rebasing* de 117 millones de derechos). Este escenario de altos precios del CO<sub>2</sub>, consistente con los objetivos de la política de descarbonización, representará sin embargo un sobrecoste para aquellas actividades afectadas por

---

<sup>3</sup> Maravall, F. (enero de 2022). «La transición energética de las empresas de petróleo y gas». *Economistas: Revista del Colegio de Economistas de Madrid*, analiza la respuesta estratégica de las empresas de petróleo y gas al reto de la transición energética.

las reglas del mercado de derechos de emisión (ETS) que, además, como se ha anunciado en el paquete legislativo *Fit for 55*, se amplían con la incorporación del transporte marítimo y la creación de nuevos mercados para la calefacción de edificios y el transporte por carretera; aunque el objetivo de los precios del CO<sub>2</sub> (como el de la fiscalidad medioambiental) sea precisamente la penalización de su emisión para inducir la sustitución por actividades descarbonizadas, esta sustitución será progresiva a lo largo del periodo de transición energética y, en muchos casos (tanto en la industria como en el transporte) está condicionada a los avances en la curva de aprendizaje de las tecnologías de descarbonización sustitutorias. La Comisión Europea ha previsto compensaciones para colectivos vulnerables afectados y asignación gratuita de derechos y ajuste de precios en frontera para evitar el impacto en la competitividad de las empresas de la fuga de carbono, pero, aun así, pueden provocarse sobrecostes no enteramente justificados como incentivo eficiente a la descarbonización. Un ejemplo lo constituyen aquellos sectores industriales donde las tecnologías descarbonizadas no están maduras y no están cubiertas por la asignación gratuita de derechos. Un segundo ejemplo, lo ofrece la generación eléctrica donde la descarbonización será progresiva (la incorporación de generación renovable se realizará durante treinta años) y estará ligada a los avances de la electrificación en el mix de demanda final de energía; además, las tecnologías de acompañamiento (el almacenamiento) no están plenamente maduras (con la excepción del bombeo). En este último caso, precios del CO<sub>2</sub> como los que estima la Agencia Internacional de la Energía, tendrán un significativo efecto alcista en los precios mayoristas de energía eléctrica, a través de su impacto en los costes de generación eléctrica con gas natural que, aunque con un peso declinante, será necesaria para acomodar la creciente entrada de generación renovable intermitente.

Es cierto que esta senda a largo plazo de altos precios del CO<sub>2</sub> se convertiría en un potente incentivo para el desarrollo a escala comercial de una tecnología clave para la política de descarbonización como es la captura de CO<sub>2</sub> lo que, además, supondría un impulso a otros vectores de esa política como, por ejemplo, el desarrollo del hidrógeno azul, los combustibles sintéticos limpios, otras actividades industriales de difícil descarbonización e incluso generación eléctrica con combustibles fósiles y tecnología de captura de CO<sub>2</sub>. En todo caso, sin embargo, la eficiencia de la señal de precios del CO<sub>2</sub> a largo plazo exigiría en Europa una trayectoria con un razonable grado de estabilidad y predictibilidad,

algo que ha estado lejos de caracterizar la historia de los precios en el mercado de derechos de emisión de la Unión Europea desde su creación en 2005. El mecanismo de *cap and trade* garantiza el cumplimiento de los objetivos cuantitativos de reducción de emisiones en los sectores afectados por el mercado de derechos de emisión (esos objetivos se fijan explícitamente) y el mercado asigna estos derechos a los agentes para los cuales tienen mayor valor. Pero los precios son el resultado del funcionamiento del mercado y no solo (como ha ocurrido) estarán sometidos a una alta volatilidad, sino que su senda a medio plazo puede separarse significativamente del coste social de las emisiones (daño actualizado de las mismas a largo plazo provocado por una emisión marginal). Como se ha señalado en números precedentes de *E y G* las estimaciones de este coste social presentan enormes variaciones, pero cualquiera que sea el valor retenido existe una probabilidad baja de que la evolución de los precios del mercado se alinee con el mismo (a menos, claro está, que se identifique el coste social de las emisiones con el precio que resulta en el mercado). El funcionamiento de la reserva de estabilidad aprobada para el mercado de derechos de emisión en la Unión Europea (y en una medida más limitada el desarrollo del mercado de derivados) contribuirán a reducir la volatilidad de los precios, pero sería probablemente más eficaz el establecimiento de un «collar» (techo y suelo) para los precios, que permitiría mantener el sistema de *cap and trade*, pero al mismo tiempo asegurar una senda (con un margen de variación) previsible a largo plazo (ya existe la experiencia de establecimiento de un suelo para los precios en el Reino Unido).

Los elevados precios del gas natural y, en menor medida, el alza de los precios del CO<sub>2</sub> ha provocado un fuerte y sostenido aumento de los precios en el mercado mayorista *spot* de energía eléctrica en la Unión Europea cuya intensidad ha provocado agudas controversias entre los países miembros (y la Comisión Europea) en relación al grado de responsabilidad del diseño del mercado *spot* en el disparo de precios registrado desde el último trimestre de 2021 y la conveniencia de reformarlo. El carácter marginalista de este mercado ha concentrado los principales reproches ya que el elevado precio del gas (o del carbón) y el mayor precio del CO<sub>2</sub> tendrá una repercusión en el precio *spot* de energía eléctrica muy superior al que correspondería al valor medio de los costes operativos (esencialmente costes variables) de las tecnologías utilizadas en la generación eléctrica (ya que tanto la tecnología nuclear como las renovables se verían asignar el elevado precio marginal establecido por la generación con combustibles fósiles).

La reacción de la Comisión Europea<sup>4</sup> y de la ACER<sup>5</sup>, a quien la Comisión ha solicitado un dictamen, en su informe preliminar, parecen manifestar poca proclividad a adoptar cualquier reforma profunda del mercado mayorista de energía eléctrica. Sin embargo, parece difícil no reconocer que la crisis de precios ha revelado algunas disfunciones en la operación de los mercados eléctricos que puede agudizarse a largo plazo con el avance de la transición energética y que, por tanto, algunas modificaciones en el diseño del mercado eléctrico que la regulación europea prescribe no deberían excluirse, ya que pueden realizarse utilizando los mimbres que la actual regulación ofrece. Concentrarse en el problema del marginalismo del mercado *spot* no parece, sin embargo, la vía más prometedora. No está claro que un sistema de *pay as bid* (retribución al precio de puja) sea la solución, teniendo en cuenta el inevitable cambio que se induciría con ese marco en las estrategias de puja por parte de las tecnologías renovables y nuclear, y una retribución de cada tecnología establecida de forma administrativa en función de sus costes (efectivos o estándares) supondría el abandono del modelo competitivo y sería incompatible con el actual paradigma regulatorio europeo. Resulta paradójico, por otro lado, que el diseño de mercado *spot* vigente que ha provocado el actual episodio alcista de los precios, conduciría a una evolución tendencial decreciente de los mismos a largo plazo a medida que las tecnologías de generación renovable (con costes variables de generación cercanos a cero) van aumentando su peso en el mix de generación como consecuencia del avance en la transición energética.

Los precios en el mercado de energía eléctrica deberían ofrecer una doble señal económica. Por un lado, deben inducir una operación eficiente del sistema a corto plazo; los precios del mercado diario e intradiario (complementados por los de los mercados de ajuste y servicios complementarios) cumplen correctamente esta función con el diseño vigente. Pero, además, deben dar una señal económica a largo plazo que incentive una inversión eficiente en nueva capacidad de generación; este precio se correspondería con el coste marginal de generación a largo plazo (coste total medio de generación del nuevo entrante más eficiente). Con carácter prácticamente general, los precios del mercado *spot* no han sido capaces de suministrar correctamente

<sup>4</sup> COM/2021/660 final. *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*.

<sup>5</sup> ACER (2021). *Preliminary assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design*.

esa segunda señal económica incentivadora de la inversión. En algunos periodos, como el episodio actual de crisis de precios energéticos, el perfil medio de los precios *spot* sobrepasa el coste marginal a largo plazo, pero como ha puesto de manifiesto el fenómeno del *missing money*, la tendencia ha sido predominantemente la contraria, y lo mismo ocurrirá previsiblemente en el futuro. El mercado *spot* es un mercado a corto plazo (con una capacidad de generación dada y un margen de capacidad significativo sobre la demanda de punta establecido por exigencias de la fiabilidad del sistema) por lo que los precios reflejan el coste marginal a corto plazo (costes variables y otros costes operativos), cuyo perfil medio estará normalmente por debajo del coste marginal a largo plazo (coste total medio del nuevo entrante más eficiente) y, por tanto, sin algún tipo de complemento, los precios en el mercado *spot* no darán una señal eficiente para la inversión. P. Joskow (2018)<sup>6</sup>, autor con R. Schmalensee en 1983<sup>7</sup> del que puede considerarse un libro seminal en el análisis de la liberalización del sector eléctrico, aborda casi cuarenta años después de forma completa y profunda las cuestiones relativas al grado de aptitud de los actuales diseños del mercado eléctrico para suministrar una correcta señal de precio a largo plazo para la inversión, y aboga por reformas en el mecanismo de precios de escasez, así como en los mercados de capacidad para adaptar los mercados mayoristas de electricidad al reto que plantea la incorporación masiva de energías renovables en el mix de generación eléctrica.

Los defensores de los modelos *energy only market* (es decir, sin mercados de capacidad) aducen que sin *caps* para los precios *spot*, las «rentas de escasez» (precios por encima del coste marginal a corto plazo de la tecnología marginal) en los periodos de reducidos márgenes de capacidad serían suficientes para evitar el fenómeno del *missing money*. Sin embargo, en un modelo característico de *energy only market* como ERCOT (en Texas) esta «internalización» de la percepción de escasez se ha tenido que simular añadiendo un complemento de precio igual a la probabilidad de interrupción del suministro (función de las reservas disponibles) multiplicado por la diferencia entre el valor de la energía no suministrada (*value of lost load*) y el coste marginal

---

<sup>6</sup> Joskow, P. (2018). *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The U.S. experience*. MIT CEEPR. Working Paper Series.

<sup>7</sup> Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983). «Markets for power. Analysis of electrical utility deregulation». Cambridge, Mass.: MIT Press.

(con una estimación del valor de la energía no suministrada que se ha multiplicado por tres entre 2011 y 2021)<sup>8</sup>. Sin la ayuda de «muletas», por consiguiente, no parece que los «precios de escasez» puedan ser una solución efectiva del *missing money* o, de forma más general, de la insuficiencia de los precios del mercado *spot* como suministradora de una señal económica eficiente para la inversión en nueva capacidad de generación.

En principio, el desarrollo de mercados a plazos suficientemente largos (al menos diez años) podría ofrecer una vía que permitiese articular el doble tipo de señal económica (para una operación y una inversión eficiente) en los mercados eléctricos. La contratación a largos plazos no es solamente una cobertura de riesgo, sino que, además, como sus precios tenderían a alinearse con los costes marginales de generación a largo plazo (costes totales medios de un nuevo entrante eficiente) se convertirían así en la señal adecuada para incentivar una inversión eficiente en nueva capacidad; por otro lado, serían la referencia adecuada de los precios de energía eléctrica a ser repercutidos en el mercado minorista. Puede mencionarse como ejemplo de esta contratación a plazo de energía eléctrica las subastas de nueva potencia renovable: estas subastas que se plasman en contratos a largo plazo liquidados por diferencias, son mecanismos competitivos (con comprador único) de determinación de precios que deberían revelar el coste marginal a largo plazo de la generación eléctrica con la nueva capacidad renovable, funcionando así como una referencia para los PPAs de plazos equivalentes, y convirtiéndose así en la principal señal económica para las inversiones en nueva capacidad de generación. En este escenario, sin embargo, dado que el coste total medio de los nuevos entrantes (esencialmente energías renovables) será previsiblemente más bajo que el coste medio de generación del parque existente, el precio de la energía eléctrica en mercados a plazo suficientemente largos (como el de las nuevas subastas de generación renovable), previsiblemente alineado con el coste marginal a largo plazo de esos nuevos entrantes, sería, desde luego, la señal económica correcta para inducir las nuevas inversiones, pero no permitiría la recuperación de la totalidad de los costes del parque histórico de generación; la presencia de algún tipo de «comprador único» será por tanto necesaria.

---

<sup>8</sup> NRG Energy (2021). «What Texas businesses need to know about scarcity pricing this summer».

Un problema de mayor calado a largo plazo se hace patente cuando se visualiza el mix de generación que se ha fijado como objetivo gran parte de los países europeos (entre ellos España) para 2050: 100% de la generación eléctrica procedente de energías renovables. El proceso de convergencia hacia ese objetivo, ya en curso, continuará a un ritmo extraordinariamente rápido a lo largo del periodo de transición energética; en España, de acuerdo con el PNIEC, la generación eléctrica renovable deberá representar el 74% del total en 2030. El perfil medio de los precios en el mercado *spot* (con un número creciente de horas en que el precio marginal de la subasta lo fija una tecnología con coste marginal a corto plazo cercano a cero) será tendencialmente decreciente y cercano a cero en 2050, mientras que el precio que incentiva una inversión eficiente (y que por tanto debe permitir también la recuperación del coste fijo), es decir el coste total medio de generación con la nueva capacidad renovable, se mantendrá a un nivel más elevado. Si se supone que los precios en el mercado a largo plazo de energía deben alinearse con el coste total medio del nuevo entrante más eficiente, existiría un *gap* creciente entre este precio y el precio medio del mercado *spot*, algo que sería inconsistente con la posibilidad de arbitraje entre ambos mercados. A medida que nos fuéramos acercando al objetivo del 100% de generación renovable, es decir a un modelo de generación eléctrica con costes variables cercanos a cero, parecería razonable desplazar el eje retributivo desde el mercado de la energía al mercado de capacidad (y flexibilidad), algo que, además, podría crear un marco de incentivos más apropiado para la importante inversión en capacidad de almacenamiento que exige la presencia masiva de capacidad de generación intermitente.

La intensidad de la pendiente descendente a largo plazo del perfil de precios medios del mercado *spot* es incierta. Una senda de precios del CO<sub>2</sub> como la estimada por la AIE<sup>2</sup> debilitaría esa pendiente (la generación con gas se utilizaría menos horas, pero se encarecería); una mayor permanencia de la generación nuclear, sin embargo, contribuiría a agudizar la tendencia descendente. No cabe duda, sin embargo, que, en el horizonte de 2050, aquellos países que cumplen con el objetivo del 100% de generación renovable se encontrarán con un modelo de sector eléctrico en el que el peso de los costes fijos en los costes totales es más cercano al de las tecnologías de información que al del sector eléctrico tradicional y que, por tanto, la regulación deberá adaptarse a un modelo de sector de costes variables cercanos a cero (ya que el coste de las redes es también esencialmente un

coste fijo). Aunque habrá que esperar al informe definitivo de la ACER, como ya se ha señalado, no parece existir en la Comisión Europea una gran predisposición a realizar cambios esenciales en el diseño del mercado mayorista de energía eléctrica, lo que anuncia la continuidad de las controversias entre países miembros, controversias que se han ampliado con motivo del creciente posicionamiento de la Comisión Europea en relación a la energía nuclear.

La Comisión Europea ha mantenido tradicionalmente una posición neutra en relación al papel de la energía nuclear en el mix de generación eléctrica que, en cierto modo, se ha modificado con la propuesta de borrador de taxonomía<sup>9</sup> (clasificación de actividades consideradas necesarias para contribuir a la neutralidad climática en los próximos treinta años, con el objetivo de promover la inversión y financiación sostenible en las mismas), presentado en enero de 2022 y que incluye al gas natural (con unas condiciones de limpieza) y a la energía nuclear. Este borrador, en su versión definitiva después de un periodo de consultas, será aprobado por el Consejo y el Parlamento a menos que sea rechazado por una mayoría cualificada en ambas instituciones. La inclusión de ambas actividades en la taxonomía contribuye a reducir el coste de capital en los proyectos correspondientes y a privilegiar dichas actividades al seleccionar las inversiones guiadas por los criterios ESG. Pero, además, implícitamente, representa un posicionamiento proactivo de la Comisión Europea dando su apoyo a la inclusión del gas natural y la energía nuclear entre las actividades seleccionadas para la inversión y financiación sostenibles, una iniciativa de política energética que dista de suscitar un apoyo unánime entre los países miembros de la Unión Europea. Las diferencias internas en la Unión han sido especialmente patentes entre Alemania y Francia, cuyas estrategias en relación al mix de generación eléctrica considerado óptimo para el periodo de transición energética han ido divergiendo de forma creciente. Alemania decidió después del accidente de Fukushima (2011) el cierre progresivo de su parque nuclear antes de finalizar 2022, lo que le está obligando a utilizar el gas y el carbón para colmar el «hueco térmico» abierto; su apuesta por el gas natural es por tanto necesaria (en mayor medida por la necesidad de sustituir el carbón). Francia por el contrario, con el reciente pronunciamiento del presidente Macron ha decidido impulsar a la energía nuclear como un componente esencial de la generación eléctrica a largo

---

<sup>9</sup> *Draft text of a taxonomy complementary delegated act* (1 de enero de 2022).

plazo. En cada caso, se ha optado por una solución diferente para cubrir el «hueco» de cobertura de la demanda eléctrica, provocado por el límite en la velocidad de crecimiento de la capacidad de generación renovable a lo largo de la transición energética hacia un mix plenamente descarbonizado.

La inclusión del gas natural en la taxonomía no planteará previsiblemente un fuerte rechazo por parte de los países miembros. La generación eléctrica con gas será, aunque de manera decreciente, necesaria a lo largo de la transición energética como respaldo de la intensa introducción de generación renovable intermitente mientras no se desarrollen suficientemente otras ofertas alternativas de fiabilidad del sistema eléctrico (almacenamiento, gestión de la demanda, interconexiones, etc.); las nuevas inversiones en esta tecnología no serán, en todo caso, importantes, ya que el papel de respaldo podrá ser asumido en gran medida por la capacidad existente. La controversia se seguirá centrando seguramente en la consideración como sostenible de la tecnología nuclear, por su mayor repercusión política y la especificidad de los factores que determinan la evolución de su papel en el mix de generación eléctrica descarbonizada. En *E y G 2021 (Int.)* se señalaban algunos de estos factores: aceptación social y política, implicaciones geopolíticas, imperativos de política industrial y costes.

Independientemente de las cuantificaciones del coste contingente asociado al riesgo del ciclo nuclear (esencialmente vinculado a la posibilidad de accidente en el núcleo del reactor y a la gestión de residuos) que la 3ª generación de reactores ha reducido sensiblemente, el accidente de Fukushima (añadido al devastador de Chernóbil) y el mantenimiento de la incertidumbre en relación al almacenamiento de residuos de alta actividad y larga vida, ha inducido a un buen número de países a excluir la tecnología nuclear de su mix de generación objetivo, porque el riesgo percibido (para la actual y futuras generaciones) se considera inasumible (aunque la probabilidad de accidente sea muy baja, el daño posible estimado se considera de una dimensión inaceptable). El mantenimiento de la tecnología nuclear en la generación eléctrica en países occidentales como EE. UU., Francia y Reino Unido vendrá exigido por razones geopolíticas. En primer lugar, no tendría sentido para esos países preservar el armamento nuclear y excluir la aplicación civil de la energía nuclear. En segundo lugar, como se señalaba en *E y G 2021*, la continuidad del actual retraining de la exportación de tecnología nuclear por parte de los países occidentales

en relación a Rusia y China (M. Bowen 2020<sup>10</sup> y J. Bordoff 2022<sup>11</sup> señalan este hecho con datos para EE. UU.) ilustran, si no se corrigen, una menor capacidad de incidir en el desarrollo internacional de la reglamentación técnica y de seguridad, tendiendo a provocar una creciente debilidad estratégica de aquellos frente a sus rivales geopolíticos. La fuerte expansión prevista en China de su parque nuclear a largo plazo concederá a este país, además, una gran ventaja en la evolución de la curva de aprendizaje de la tecnología de reactores de 3ª generación (algo que ya parece estar ocurriendo), lo que consolidaría su posición en el desarrollo de las tecnologías descarbonizadas (ya afianzada en numerosos nichos de las tecnologías renovables). El imperativo de política industrial es seguramente el factor decisivo en el nuevo impulso que el presidente Macron ha decidido dar al programa nuclear francés. Francia tiene en la tecnología nuclear uno de sus nichos industriales con mayores ventajas competitivas. Posee un parque nuclear de 56 reactores en operación (un 70% de su generación eléctrica) con un coste de generación medio competitivo (el precio regulado fijado para su parque histórico es de 42 €/MWh) y una tecnología propia para los reactores de 3ª generación; el *know-how* acumulado coloca además al país en una posición privilegiada para abordar el desarrollo de reactores de 4ª generación.

La discusión en torno al coste tiene una doble dimensión, según se refiera al coste de las inversiones en nueva capacidad o al del alargamiento de vida del parque histórico de 2ª generación, tal como se señala en la publicación del año precedente. El coste medio de generación con las nuevas centrales de 3ª generación es sensiblemente más elevado que el de la generación renovable (eólica o fotovoltaica). El coste de generación reconocido (el *strike price* de su contrato por diferencias) para Hinkley Point C., en Reino Unido, es de 92,5 L/MWh durante 35 años (reducible a 89,5 L/MWh si se cumplen determinadas condiciones). Incluso si se tiene en cuenta la significativa reducción de costes prevista una vez completado el aprendizaje con los reactores *first of a kind*, los «costes nivelados» (la métrica más utilizada del coste total medio de generación) que ofrece NEA/IEA<sup>12</sup> (del orden de

<sup>10</sup> Bowen, M. (2020). «Why the United States should remain engaged on nuclear power: Geopolitical and National security considerations». Columbia/SIPA. Center on Global Energy Policy.

<sup>11</sup> Bordoff, J. (2021). «3 Reasons nuclear power has returned to energy debate». *Foreign Policy*.

<sup>12</sup> Nuclear Energy Agency/International Energy Agency (2020). «Projected costs of generating electricity» (2020 Ed.).

71 \$/MWh en Francia y EE. UU., de 66 \$/MWh en China e India y 52 \$/MWh en Corea, en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y de un *load factor* del 85%) continúan siendo superiores al coste total medio de la generación renovable. Estos datos son además consistentes con las cifras que suministra el amplio estudio realizado por la compañía de red eléctrica francesa RTE<sup>13</sup> por encargo de su Gobierno, donde se analizan diferentes escenarios (con diferentes trayectorias del mix de generación eléctrica) tendentes al objetivo de descarbonización del sector eléctrico francés en 2050. En el escenario con una significativa presencia de nueva capacidad nuclear, en 2050, RTE estima en alrededor de 67 €/MWh el coste total medio de la generación del parque nuclear y de 46 €/MWh el coste total medio de generación con energía renovable. El estudio, sin embargo, considera preferible un mix de generación con nueva capacidad nuclear en 2050 a la alternativa 100% energía renovable. En primer lugar, subraya la dificultad de alcanzar el ritmo de inversión en nueva capacidad renovable necesario para lograr un mix de generación totalmente renovable en 2050. En segundo lugar, señala que la comparación de los «costes completos» entre la alternativa 100% renovable y el mix con un componente nuclear significativo, debe tener en cuenta el sobrecoste que debe soportar la alternativa totalmente renovable por las exigencias de inversión en instrumentos suplementarios, para garantizar la fiabilidad del sistema con mayor generación intermitente y el mayor coste estimado en la inversión en redes.

Como se ha señalado anteriormente, independientemente de la discusión en torno a la comparación de costes entre la generación eléctrica renovable y la generación nuclear, los imperativos de política industrial y los condicionamientos geopolíticos propiciarán la promoción en Francia de una transición energética hacia un mix de generación descarbonizada mixta nuclear - renovables en 2050. Para otros países, donde los factores geopolíticos y de política industrial no cuentan, un programa de inversión en nueva capacidad nuclear, fundado en las ventajas de coste, suscita lógicamente notables reservas. En primer lugar, incluso anticipando una evolución a la baja de los costes de generación con los reactores de 3ª generación después de la experiencia con los reactores *first of kind*, la incertidumbre en relación a la curva de aprendizaje de estos reactores todavía persiste y todavía es incierta la estimación del coste de los

<sup>13</sup> Le Réseau de Transport d'électricité (2021). «Futurs énergétiques 2050».

pequeños reactores modulares (aun con su más eficiente técnica y organización de su construcción) y de otras líneas abiertas de desarrollo de reactores de 4ª generación. La diferencia de costes de generación entre la alternativa nuclear (nueva capacidad) y la renovable se mantendrá previsiblemente a un nivel elevado, sobre todo teniendo en cuenta que las estimaciones de coste de generación de la alternativa renovable de RTE y de NEA/IEA resultan más elevadas que las cuantías de coste reveladas, por ejemplo en las subastas de nueva capacidad renovable en España y que pueden también registrarse avances en la curva de aprendizaje de esta tecnología y de las tecnologías de almacenamiento cuya instalación será necesaria para acomodar a la generación renovable intermitente. Por el contrario, una argumentación en términos exclusivamente de costes tendería a avalar una política de extensión de la vida de las centrales nucleares de 2ª generación (cuya vida útil de diseño es normalmente de cuarenta años). Esta política se ha seguido ampliamente en EE. UU.<sup>14</sup>, donde 88 reactores (de 93) han visto su vida prorrogada hasta los sesenta años (e incluso dos de ellos hasta los ochenta) y esta estrategia se contempla igualmente como una posibilidad en Francia (con el límite de sesenta años de vida) por parte del macroanálisis de RTE<sup>12</sup>. El coste de generación relevante para comparar la extensión de la vida de las centrales existentes con las demás alternativas es el coste operativo (esencialmente el coste variable, en torno a 20 €/MWh) más los costes fijos incrementales de las nuevas inversiones que por imperativos de eficiencia y seguridad se exigen a las centrales para la ampliación de su vida; la estimación que realiza NEA/IEA<sup>11</sup> del «coste nivelado» de generación correspondiente a la alternativa de extensión de la vida de las centrales de generación diez o veinte años más (en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y un *load factor* del 85%) varía entre 31,2 \$/MWh y 41 \$/MWh, lo que convierte a esta opción en claramente competitiva en términos de coste de generación con la alternativa renovable (incluso sin tener en cuenta la diferencia entre el grado de firmeza entre ambas opciones). Además, en gran número de sistemas eléctricos, la extensión de la vida de las centrales de 2ª generación permitiría evitar la ampliación del «hueco térmico» que durante el periodo de transición energética (dados los límites en la velocidad de introducción de las tecnologías renovables y el almacenamiento) se produciría con la salida

<sup>14</sup> Office of Nuclear Energy (U.S. 2020). «What´s the lifespan form a nuclear reactor? Much longer than you might think».

de dichas centrales, contribuyendo así a reducir la emisión de CO<sub>2</sub> en el periodo de transición y a limitar las presiones alcistas sobre los precios mayoristas de electricidad en episodios similares a la crisis actual de precios energéticos.

Las discrepancias entre países miembros de la Unión Europea en relación a aspectos puntuales de las políticas energéticas a aplicar no han puesto en peligro la unidad de acción de la Unión en la programación rigurosa de la estrategia de transición energética orientada a alcanzar el objetivo de emisiones netas cero en 2050. De hecho, la Unión Europea es prácticamente la única referencia internacional con un diseño preciso de este proceso de transición. El Pacto Verde asumía ya en diciembre de 2019<sup>15</sup> el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050, pero pronto se puso de manifiesto que el marco de actuaciones previsto en el horizonte de 2030 (que conducía a una reducción de emisiones a esa fecha de un 40% en relación a 1990) planteaba pocas dificultades para su implementación pero imponía unos requerimientos extraordinariamente exigentes para las dos últimas décadas del periodo de transición. En el marco anterior al Pacto Verde, la estrategia de transición hasta 2030 reposaba esencialmente sobre los avances en la descarbonización del sector eléctrico, la electrificación del transporte ligero de pasajeros y la rehabilitación de edificios, que no requerían extraordinarias exigencias tecnológicas. La propia Comisión<sup>16</sup> reconocía que con el marco de actuaciones previsto con anterioridad al Pacto Verde se alcanzaría una reducción de emisiones del 45% en 2030, pero del 60% en 2050. Era necesario, por tanto, introducir un mayor rigor en la trayectoria hasta 2030, si se querían aligerar las exigencias para las dos décadas siguientes. Así, en septiembre de 2020 la Comisión Europea presentó una comunicación<sup>17</sup> donde se formulaba un plan para 2030 con una reducción de emisiones del 55% definiendo así una senda temporal más equilibrada hacia la neutralidad de emisiones en 2050. La concreción de esta estrategia de descarbonización más rigurosa para la década actual tiene lugar con la presentación por la Comisión en julio de 2021 de un amplísimo paquete de actuaciones e iniciativas legislativas (*Fit for 55*)<sup>18</sup>,

<sup>15</sup> COM/2019/640.

<sup>16</sup> COM/2018/773 final. *A clean planet for all. A european strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

<sup>17</sup> COM/2020/562 final. *Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people.*

<sup>18</sup> COM/2021/550 final. *Communication on "Fit for 55" delivering the EU's 2030 climate target on the way to climate neutrality.*

que incluye áreas como la reducción de emisiones en sectores no incluidos en el mercado de derechos de emisión (ETS), agricultura y bosques, energía renovable, eficiencia energética, estándares para nuevos vehículos, fiscalidad, fortalecimiento del mercado de derechos de emisión, extensión de este mercado al sector marítimo, reducción de la asignación gratuita de derechos a las líneas aéreas, nuevos mecanismos de derechos de emisión para el transporte por carretera y edificios, financiación para colectivos vulnerables, combustibles limpios en el sector naval y aéreo, y mecanismo de ajustes en frontera de los precios de importación de bienes infragravados en origen<sup>19</sup>.

El abanico de medidas incluidas en el paquete *Fit for 55* de la Unión Europea que corrige la trayectoria de reducción de emisiones en la actual década para hacerle compatible con el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050 contrasta con la insuficiencia de los compromisos nacionales asumidos en la COP26 de Glasgow y, sobre todo, con las escasas garantías de implementación de los mismos. La Agencia Internacional de la Energía<sup>20</sup> considera que el pleno cumplimiento de los compromisos nacionales manifestados en la COP26, conduciría a un aumento de la temperatura de 1,8 °C en este siglo, todavía por encima del 1,5 °C establecido como meta de la conferencia y, por supuesto, con un nivel de emisiones en 2050 significativamente alejado del objetivo de neutralidad de emisiones; en 2030 la senda definida por los compromisos nacionales asumidos solamente alcanzaría una reducción de las emisiones de un 30% en relación al escenario que la Agencia Internacional de la Energía describe como el resultado de la aplicación de las políticas actualmente explicitadas (que describe una trayectoria aproximadamente plana), lo que deja una diferencia cercana al 70% en relación a la senda necesaria para alcanzar la neutralidad climática en 2050. Este diferencial entre el límite del aumento de la temperatura de 1,8 °C correspondiente a la senda de emisiones definida por el cumplimiento de los compromisos nacionales asumidos y el límite del 1,5 °C alcanzado por la senda de emisiones con un nivel cero en 2050 es denominado por la Agencia Internacional de la Energía *ambition gap*. Más preocupante es, sin embargo, el diferencial que la agencia califica como *implementation gap*,

<sup>19</sup> European Parliament (2021). «Legislative train schedule. Fit for 55 package under the european green deal».

<sup>20</sup> IEA (2021). *WEO 2021. Technical note on the emissions and temperature implications of COP pledges*.

que sería el diferencial entre la senda de emisiones marcada por el estricto cumplimiento de las políticas actualmente explicitadas (las puestas en práctica y en vías de desarrollo), que conduciría a un límite del aumento de la temperatura en este siglo de 2,6 °C, y la senda definida por el cumplimiento de los compromisos nacionales que permitiría reducir este límite a 1,8 °C. La Agencia Internacional de la Energía enfatiza, por tanto, las dificultades de implementación de los compromisos asumidos en la conferencia, señalando que estos compromisos no están respaldados por planes de actuación concretos y creíbles, ya que la simple aplicación de las políticas actualmente explicitadas no solo no permitiría alcanzar el objetivo de aumento de la temperatura de 1,5 °C sino que ni siquiera cumplirían con la meta fijada de forma más laxa en el Acuerdo de París de 2015, de mantener el aumento de la temperatura global en relación a los niveles preindustriales sensiblemente por debajo de 2 °C y de proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento en 1,5 °C. En el Glasgow Climate Pact acordado en la COP26, se requiere a los países participantes la revisión y fortalecimiento de sus compromisos nacionales antes de finalizar el año 2022 y, además de enfatizar el objetivo de limitación del aumento de la temperatura de 1,5 °C (aunque reiterando también la fórmula más débil del Acuerdo de París), se reconoce que esa limitación del calentamiento a 1,5 °C requiere «rápidas, profundas y sostenidas reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo la reducción de las emisiones globales de dióxido de carbono en un 45% para 2030 en relación a 2010 y hasta el neto cero en torno a mitad de siglo, así como una profunda reducción en otros gases de efecto invernadero». Esta exigencia de corrección de los compromisos nacionales para definir una senda de emisiones en la actual década en consonancia con el objetivo de emisiones netas cero alrededor de la mitad de siglo, sigue, en cierto modo, la estrategia de la Unión Europea formulada en el programa *Fit to 55*, aunque el horizonte final se define de forma más vaga. De hecho, este horizonte sobrepasa 2050, en el compromiso de neutralidad de emisiones asumido por países como China, Rusia y Arabia Saudí (para los que las emisiones netas cero se alcanzaría en 2060) e India (cuyo horizonte de neutralidad de emisiones sería 2070).

Pero, además, el reto fundamental será que los compromisos de reducción de emisiones se vean soportados por planes nacionales suficientemente concretos y creíbles de forma que minimicen el *implementation gap* que señala la Agencia Internacional de la Energía. Los intentos de algunos países de debilitar el lenguaje del

pacto (en algunos casos con éxito como el relativo al objetivo del abandono del carbón), así como el mencionado retraso en la fecha objetivo de la neutralidad de emisiones en los compromisos de países altamente emisores y las incertidumbres legislativas en EE. UU., anticipan un escenario de gran dificultad para encauzar el proceso de transición energética global hacia las emisiones netas cero en 2050. Es cierto, sin embargo, que la COP26 ha significado un reforzamiento de la voluntad política expresada en el Acuerdo de París de 2015. En primer lugar, aunque con un lenguaje lleno de matices, las menciones al futuro del carbón; el énfasis en el calentamiento de un 1,5 °C y la explicitación del objetivo de emisiones netas cero, en el Pacto de Glasgow representan un fortalecimiento, en relación al Acuerdo de París, de la formulación de las restricciones que requiere la transición energética<sup>21</sup>. Por otro lado, el compromiso adoptado por más de cien países de reducir un 30% las emisiones de metano para 2030 supone un avance considerable para la política climática, y el cierre del *Libro de Reglas* con la aprobación del Artículo 6 (aún de forma no totalmente satisfactoria) representa un importante logro en el desarrollo del Acuerdo de París. Como señaló, el secretario general de las Naciones Unidas, en relación a los diferentes aspectos positivos, son pasos bienvenidos, pero no es suficiente<sup>22</sup>.

En *Energía y Geoestrategia 2022* se incluyen, como se señaló al inicio, cuatro artículos que ofrecen una profunda reflexión sobre áreas de análisis que o bien inciden directamente en el proceso de transición energética o van a ser condicionados por él. Este último es el caso del trabajo sobre los denominados «puntos focales» (*choke points*), realizado por el vicealmirante Gonzalo Sanz, cuya relevancia estratégica se verá modificada a largo plazo por los profundos cambios en los flujos energéticos ligados a la nueva distribución geográfica de los recursos energéticos, asociada a la dominancia global de las energías renovables y el creciente papel del hidrógeno en el menú energético. El autor analiza la importancia del transporte marítimo en el escenario global de los flujos energéticos internacionales y, por tanto, la necesidad económica y geoestratégica de minimizar el coste de las rutas de tráfico elegidas. Esta búsqueda de eficiencia en el transporte explica la necesidad de utilización de los «puntos focales» (*choke*

<sup>21</sup> Carbon Brief (November 2021). «COP26: Key outcomes agreed at the UN climate talks in Glasgow».

<sup>22</sup> UN (13 November 2021). «Secretary general's statement on the conclusion of the UN Climate Change Conference COP26».

*points*), es decir estrechos y canales que permiten sensibles ahorros de coste en relación a las rutas alternativas pero que por su alta densidad de tráfico y cercanía de las tierras limítrofes suponen también un mayor riesgo operativo y geopolítico para la libertad de navegación internacional. Gonzalo Sanz examina con detalle el marco de derecho internacional relativo a los estrechos internacionales, que define como aquellos que conectan dos áreas de alta mar o la alta mar con una zona económica exclusiva, con la particularidad en ambos casos de que las aguas del estrecho forman parte del mar territorial de uno o varios Estados. El autor analiza, además, con amplitud, caso por caso, los principales «puntos focales»; Gibraltar, los estrechos turcos y el canal de Suez en el Mediterráneo; los estrechos de Bab el-Mandeb, Ormuz, Malaca y Singapur en el océano Índico; y el canal de Panamá y las rutas a través del Ártico en el océano Atlántico.

V. Cortés y B. Navarrete, en su artículo analizan uno de los desarrollos tecnológicos que condicionará decisivamente el perfil de la transición energética y que, todavía, no está plenamente maduro. Los autores examinan los factores determinantes de la implantación de la captura, transporte, almacenamiento y utilización de CO<sub>2</sub> (tecnologías requeridas, grado de maduración de las mismas, costes incurridos e impactos geopolíticos) y exponen el importante papel que debería jugar en la política de descarbonización global, no solo para la extracción de CO<sub>2</sub> en las instalaciones de generación eléctrica sino también para los procesos industriales (cemento, siderurgia, etc.), producción de hidrógeno azul, producción de combustibles sintéticos limpios, y a través de su contribución a las «emisiones negativas» (extracción de CO<sub>2</sub> de la combustión/gasificación de biomasa y directamente de la atmósfera). Cortés y Navarrete examinan también algunas barreras en el marco de incentivos para impulsar esta tecnología, por ejemplo, la no inclusión plena del conjunto captura, uso, transporte y almacenamiento (excluyendo el uso) en la taxonomía de actividades sostenibles de la Unión Europea y describen los efectos geopolíticos asociados al desarrollo de la captura de CO<sub>2</sub> y la modificación en las ventajas competitivas entre países como consecuencia de dicho desarrollo.

En el artículo de Jennifer Winter se aborda una cuestión central del proceso de transición energética: la relación entre la política de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, los mecanismos de atribución de un precio (implícito o explícito) al CO<sub>2</sub> y el comercio internacional. Los instrumentos de la política de descarbonización diri-

gida a cumplir el objetivo de emisiones netas cero en la mitad de siglo, no son los mismos en los diferentes países, y cuando se impone un sobrecoste a la emisión de CO<sub>2</sub> los mecanismos utilizados pueden ser diferentes. Como muestra la autora, los países pueden recurrir a la fijación de estándares (y, por tanto, a la aplicación de un mecanismo de *command and control*), al establecimiento de un impuesto a la emisión de CO<sub>2</sub> o al diseño de un modelo de *cap and trade* (fijación de límites cuantitativos al crecimiento de las emisiones y mercado de derechos de emisión) como el ETS vigente en la Unión Europea. Las ventajas e incrementos de cada uno de los mecanismos utilizados han sido ya examinados en anteriores números de *Energía y Estrategia* y Jennifer Winter ofrece en su artículo una visión detallada y rigurosa tanto de la lógica económica de los instrumentos utilizados como de las experiencias de su aplicación. La elección entre la utilización de un impuesto y el mecanismo *cap and trade* continúa siendo objeto de controversia y, además, como señala la autora, en algunos casos el modelo elegido es una combinación incluso de los tres instrumentos señalados. En todo caso, es claro que la imposición de un sobrecoste a las emisiones de CO<sub>2</sub> reduce la competitividad internacional de los sectores afectados y, dada la asimetría de la intensidad de la política de descarbonización en los diferentes países, tiende a facilitar lo que se ha denominado «fuga de CO<sub>2</sub>». J. Winter examina los diferentes mecanismos para enfrentar este problema: la exclusión de determinadas actividades de la disciplina de los instrumentos de descarbonización, la asignación gratuita de derechos en algunos sectores o el ajuste en frontera de los precios de importación. Dado que este último instrumento aparece como una de las iniciativas legislativas más salientes del paquete *Fit for 55* de la Unión Europea, la autora dedica un amplio análisis al planteamiento que propone la Unión Europea de implementación de este mecanismo.

Alberto Pinedo aborda en su artículo los retos geopolíticos y energéticos asociados a las modernas ciberamenazas en el contexto global, que Alberto Carbajo había expuesto, en *Energía y Geoes-trategia 2020* en relación al sector eléctrico al examinar la ciberseguridad como factor esencial de la política de seguridad en el sector. El aumento de la conectividad global asociado a los avances en la digitalización en todo tipo de actividades (energéticas, económicas, políticas y militares) es también una fuente de vulnerabilidad que requiere unas estrategias de ciberseguridad crecientemente sofisticadas. Ejemplos recientes que van desde la lucha antiterrorista a la defensa de infraestructuras críticas en

el área civil y militar o a la preparación para el enfrentamiento de «guerras híbridas» ponen de manifiesto la importancia de la cuestión que Alberto Pinedo analiza.

## Entrevista con la secretaria general y CEO del Consejo Mundial de Energía Dra. Angela Wilkinson<sup>1</sup>

***Al finalizar el año 2021, en noviembre, tuvo lugar la COP26 en Glasgow con algunos logros positivos, pero con un resultado global que puede calificarse como insuficiente para encauzar la transición energética hacia el objetivo de emisiones netas cero en 2050. La Agencia Internacional de Energía, por ejemplo, ha estimado que los compromisos nacionales asumidos en la COP26 conducirían a un incremento de la temperatura de 1,8 °C a final de siglo, sin permitir alcanzar el límite del 1,5 °C que se fijó en el Acuerdo de París como el objetivo más ambicioso. Además, advierte de que una parte importante de estos compromisos no presenta garantías sólidas y suficientemente concretas de implementación. ¿Cuál es su opinión al respecto?***

Lo que vimos en Glasgow fue un enfoque desproporcionado en los objetivos y los plazos. Para que los compromisos se cumplan, es necesario que las medidas y los enfoques formen una parte más importante del debate. Y que las medidas y los enfoques impliquen a las personas.

La COP trata sobre las personas: quién está en la sala, quién confía en quién y cómo se involucrarán las diferentes comunidades

<sup>1</sup> Entrevista realizada el 29 de noviembre de 2021.

energéticas para avanzar hacia un mundo de emisiones netas cero.

A nivel global, es necesario que el debate avance desde un enfoque sobre si una energía es buena o mala hacia las decisiones que la gente toma y los elementos que impulsan el cambio en el comportamiento. También necesitamos un cambio sustancial en la educación en materia de energía.

Además, el diálogo sobre la transición energética global está cada vez más fragmentado y polarizado, con una fijación en los extremos: bueno frente a malo, cero combustibles fósiles frente a emisiones netas cero. Necesitamos que exista una mayor armonía, así como una mayor educación en materia energética entre las distintas comunidades para gestionar la infinidad de vínculos entre la humanidad y un planeta sano.

Para que prosperen ecosistemas energéticos más sostenibles, neutros desde el punto de vista climático y justos a nivel social, necesitamos gestionar mejor las conexiones horizontales. Los enfoques *top-down* frente a los *bottom-up* no funcionan, ambos tienen que estar conectados. Es necesario reequilibrar el enfoque centrado en la oferta energética con soluciones basadas en la demanda para la mayoría de los ciudadanos, incluyendo el tercio más pobre de la sociedad y las nuevas clases medias<sup>2</sup>.

No debemos olvidar que, para que la transición energética tenga éxito, debe ser una transición energética inclusiva. Es por ello que defendemos una visión de humanización de la energía y promovemos acciones de liderazgo prácticas y sistémicas que involucren a todos los niveles de la sociedad.

***El acuerdo entre los dos principales emisores, EE. UU. y China, para impulsar la cooperación climática durante la próxima década, es sin duda importante. ¿Le parece también suficientemente ambicioso?***

No existirá una transición energética global exitosa sin un nuevo imperativo de cooperación. La cooperación entre China y EE. UU. refleja el tipo de relación que necesitamos para avanzar hacia un mundo más sostenible.

Sin embargo, la transición energética no solo se limita al futuro de la energía. Sino que también tiene que ver con el futuro de

---

<sup>2</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/five-key-learnings-from-the-last-100-years-in-energy-dr-angela-wilkinson>.

la humanidad. El modo en que la cooperación entre EE. UU. y China va más allá de la colaboración gubernamental para reunir diferentes sectores e involucrar en el progreso a más ciudadanos, ciudades, sociedad civil, empresas y consumidores de energía puede crear un precedente para el resto del mundo. Esto es importante porque los usos de la energía y los comportamientos de las personas tendrán que cambiar junto con la tecnología.

Necesitamos un futuro con más energía que nos permita vivir mejor y tener un planeta sano. Esto no podremos conseguirlo si solo dependemos de soluciones tecnológicas o de ciertos sectores. Tenemos que trabajar conjuntamente para avanzar incluyendo a más actores de las más diversas índoles en el proceso<sup>3</sup>.

***Un importante punto de debate en la COP26 ha sido el relativo al futuro del carbón, que se ha saldado con un acuerdo contemporalizador. ¿Cómo ve Ud. las dificultades de implementación de las necesarias reducciones en el uso del carbón en países como China e India fuertemente dependientes de este combustible y con centrales de generación con carbón con inversiones relativamente recientes?***

Puede que no todos los países pasen del carbón a la energía solar en un solo paso. Cada país debe empezar desde el punto en que se encuentre y debe establecer destinos a los que pueda llegar sin dejar a gran parte de su población atrás.

Además, hay que tener en cuenta que la agenda energética no se centra en un asunto único. Necesitamos que todo el sistema energético se transforme y, para ello, se requieren políticas equilibradas que hagan uso de toda la tecnología disponible y que ofrezcan una transición más resiliente, a la vez que igualitaria, asequible y sostenible desde el punto de vista medioambiental<sup>4</sup>.

En el caso de India y China, y en la región de Asia, si bien el peso del *mix* de energías renovables se incrementará considerablemente, el carbón continuará desempeñando un papel importante<sup>5</sup>. Según nuestra encuesta del World Issues Monitor, en el campo de la transición energética, los riesgos en materia

<sup>3</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=HSNgszEQLH0>.

<sup>4</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=HSNgszEQLH0>.

<sup>5</sup> <https://www.energetica-india.net/powerful-thoughts/online/drangela-wilkinson>.

de ciberseguridad y geopolítica son importantes incertidumbres comunes para ambos países.

En el caso de India, las tendencias económicas y los precios de las materias primas también se presentan como desafíos importantes. Mientras, la eficiencia energética, el diseño de los mercados y las energías renovables siguen estando entre las principales prioridades de acción del país.

En el caso de China, el entorno de inversión, las políticas comerciales y de inversión y las energías renovables se presentan como importantes incertidumbres. Entre las principales áreas en las que se requieren medidas para gestionar su transición energética se encuentran la asequibilidad, el transporte innovador, así como la digitalización y la innovación en almacenamiento energético<sup>6</sup>.

Estas diferencias refuerzan la idea de que no existe una única «carrera hacia cero emisiones», sino que hay múltiples vías que avanzan con una enorme diversidad geográfica y tecnológica. El punto de partida en cada caso es muy diferente y, en consecuencia, también lo son las políticas, la economía y los planteamientos.

Los responsables políticos de India y China, y el resto de los países, deben pensar en políticas más integradas que estén conectadas a diferentes niveles. Será importante alinear los ámbitos urbanos y nacionales y construir un futuro que no esté centrado en el suministro, sino en el cliente y en la energía neutra en emisiones. Los países deben diseñar mercados que nos lleven hacia este futuro, en lugar de hacernos retroceder a la situación de seguridad de suministro del siglo XIX.

***En la actualidad hay además mucho debate sobre la energía nuclear y su papel en las políticas de descarbonización. ¿Cree posible una reconsideración de la energía nuclear como un vector más de la transición energética?***

Nuevos desarrollos en el ámbito nuclear, moléculas e iniciativas limpias, el gas junto con la captura y almacenamiento de carbono (CAC): todas las tecnologías e innovaciones serán necesarias para gestionar con éxito la transición energética global.

Sin embargo, al igual que ocurre con muchas energías renovables, necesitamos dejar de pensar en la energía nuclear como algo bueno o malo, blanco o negro. Mucha gente todavía cree

---

<sup>6</sup> <https://www.im.worldenergy.org/>.

que se puede fabricar una bomba a partir de un reactor nuclear, o que puede ser tan barata que no sería necesario medirla. Es importante subrayar que la prestación de servicios tiene muchos otros costes relacionados.

Al fin y al cabo, no serán solo las nuevas tecnologías energéticas, sino también las innovaciones en el campo del comportamiento de los ciudadanos, la educación sobre energía, incluyendo la energía nuclear, las que decidirán si las políticas de descarbonización se aplican con éxito y encuentran el apoyo público. No todo es cuestión de precio y racionalidad económica.

Las nuevas soluciones incluirán una combinación de calor, electricidad y combustibles limpios y neutros en emisiones, opciones de almacenamiento más flexibles, nuevos modelos de financiación y una planificación proactiva de las infraestructuras. Tenemos que pensar en la innovación, no como una elección tecnológica frente a otra, ni como la sustitución de viejas tecnologías por nuevas, sino como una transformación de todo el sistema en su conjunto.

El próximo gran paso en el ámbito energético no es una apuesta tecnológica global ni un proyecto innovador (*moon-shot*), sino miles de pasos más pequeños dados por las ciudades, las cooperativas comunitarias y los clientes de energía digitalmente activos.

Una gran parte de la sociedad aún no está preparada para tomar las decisiones acertadas y enfrentarse a la intensidad de los cambios que supone alcanzar los objetivos de emisiones netas cero, gestionar con éxito la transición energética global, ampliar las energías renovables y llevar el sistema energético mundial a un espacio operativo seguro para la humanidad.

Como comentaba anteriormente, necesitamos conectar mejor los enfoques *top-down* con los *bottom-up*, al tiempo que conectamos horizontalmente todos los sectores y niveles de la sociedad para que el ecosistema energético en su conjunto participe y para acelerar una transición energética exitosa y justa<sup>7,8</sup>.

***Europa se ha visto inmersa en 2021 en un escenario de fuerte incremento de los precios energéticos (petróleo, gas,***

<sup>7</sup> <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/the-energy-transition-needs-to-embrace-human-messiness-to-succeed>.

<sup>8</sup> <https://www.devdiscourse.com/article/international/676914-we-cant-have-locally-clean-and-globally-dirty-practices-angela-wilkinson>.

***electricidad). ¿Cuáles considera han sido las principales causas? ¿Cree Ud. que ha sido un fenómeno transitorio o que traduce factores estructurales a nivel global?***

Las crisis energéticas no son algo nuevo. Aunque las causas son diferentes, la crisis actual es igual de devastadora para la sociedad.

Las diferentes crisis energéticas regionales que estamos viendo en China, Europa, Latinoamérica y Norteamérica en la actualidad son la consecuencia de una combinación de factores que van más allá de la geopolítica vinculada al gas y al petróleo. La negativa de los productores de la OPEP+ a restablecer rápidamente el suministro para satisfacer el aumento de la demanda mundial es un factor que contribuye, pero todos los contratos a largo plazo se han cumplido. Los países que dependen de los mercados *spot* de gas han sido los más perjudicados.

En primer lugar, debido al resurgimiento económico, tras los meses de cierre por COVID, se ha producido una inesperada recuperación de la demanda. El retraso en la reanudación de la producción, unido a la falta de inversión en reservas adicionales, han contribuido al desequilibrio entre la oferta y la demanda y, consecuentemente, a unos picos de precios en el mercado del gas.

En segundo lugar, para agravar aún más la situación, el cambio por parte de Asia del carbón hacia el gas ha incrementado la competencia entre compradores, con la demanda de gas disparándose en la región y arrebatando la cuota de mercado a Europa.

En tercer lugar, las condiciones meteorológicas extremas y la escasez de profesionales calificados también han contribuido a la nueva crisis energética. Este es el caso, por ejemplo, con la escasez de suministro de gas, provocada por unas temperaturas bajas inesperadas, o la falta de conductores de camiones cisterna para transporte de combustible en un Reino Unido *postbrexít*.

Los fundamentos de la energía, incluida la seguridad energética, vuelven a incluirse en la agenda mientras el mundo busca formas de acelerar la transición energética global. Los sistemas energéticos cada vez son más diversos en el sentido más amplio. No hay una solución única para todos, ni una bala de plata –o verde– tecnológica.

La búsqueda de una transición energética justa, neutra climáticamente y sostenible, avanza por múltiples vías. El Consejo Mun-

dial de la Energía existe para que los países, las empresas y las comunidades aprovechen las oportunidades de aprender con y de los demás sobre lo que funciona y lo que no<sup>9</sup>.

***¿Considera Ud. que en la COP26 se ha avanzado suficientemente en las políticas (financiamiento incluido) necesarias para lograr una transición energética global justa? ¿Cuáles son bajo su punto de vista los principales retos a corto plazo para seguir avanzando?***

El éxito de las políticas depende de lo bien que se tengan en cuenta las prioridades y los obstáculos a los que se enfrentan las comunidades. Una transición energética global exitosa depende de mucho más que objetivos y plazos.

La integración, la asequibilidad, la accesibilidad y la educación en materia energética en distintos niveles de la sociedad son aspectos que determinarán el futuro de la energía.

A medida que el mundo se acerca al final de una era de combustibles fósiles baratos, finitos y distribuidos de manera desigual, todos esperamos un futuro con una energía renovable más accesible y abundante.

Billones de dólares y mil millones de vidas dependen de ello. No se puede dar sentido a todos esos ceros sin un contexto y un entendimiento compartidos. Por ejemplo, podemos comparar la promesa de cien mil millones de dólares estadounidenses de fondos para las transiciones energéticas de las economías en desarrollo, que aún no se ha cumplido, con el casi un billón de euros de inversiones en infraestructuras necesarias para asegurar las importaciones de hidrógeno verde únicamente para la Unión Europea<sup>10</sup>.

Cien mil millones de dólares en 2009 son unos ciento cuarenta mil millones de dólares en la actualidad. Incluso con el compromiso, vamos un poco atrasados<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> Copiado textual y directamente de las notas de la entrevista de Dunya (que se publicará en turco, por lo que no debería haber ningún problema): [https://worldenergycouncil-my.sharepoint.com/:w:/g/personal/nagar\\_worldenergy\\_org/EZDIani9I-9DiI32yvw9iGYBmB2IAoDKdLmc9fkcZ2WsWQ?e=aWOcxd](https://worldenergycouncil-my.sharepoint.com/:w:/g/personal/nagar_worldenergy_org/EZDIani9I-9DiI32yvw9iGYBmB2IAoDKdLmc9fkcZ2WsWQ?e=aWOcxd).

<sup>10</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/five-key-learnings-from-the-last-100-years-in-energy-dr-angela-wilkinson> (copiado textualmente del artículo).

<sup>11</sup> [https://www.youtube.com/watch?v=5jLk1rqrEeg&list=PLF91L7GsnSladmVVJW-bKVe\\_3ObVpRXaDW&index=8](https://www.youtube.com/watch?v=5jLk1rqrEeg&list=PLF91L7GsnSladmVVJW-bKVe_3ObVpRXaDW&index=8).

El compromiso global de repartir equitativamente la carga de la acción y los costes entre los países implicará nuevos mecanismos de ayuda climática en condiciones favorables, financiera y tecnológicamente, y esto difiere del viejo paradigma de la ayuda al desarrollo.

Al mismo tiempo, los países deben poner en orden sus propios asuntos y avanzar en un nuevo imperativo de innovación y colaboración que involucre a todos los niveles de la sociedad, así como nuevas cooperaciones regionales en materia de energía. Las sociedades energéticas modernas que tienen éxito evitan la dinámica *top-down* frente a la *bottom-up* y se coordinan mejor horizontalmente, entre sectores, para gestionar la transición energética<sup>12</sup>. El verdadero progreso no es un compromiso dentro de la COP ni un plan con enfoque descendente.

A menos que las personas y las comunidades participen y se sientan implicadas, las mayorías silenciosas de las sociedades energéticas modernas simplemente se apartarán de este proceso.

### ***¿Cómo puede el Consejo Mundial de la Energía ayudar para pasar del diálogo y las buenas intenciones a la acción?***

Nuestra capacidad de unir los puntos entre múltiples agendas y partes interesadas es única para ayudar a los Gobiernos, las empresas y las comunidades a enfrentarse a tres importantes retos transversales: la recuperación de la crisis, la reparación de nuestro planeta y la regeneración de nuestras sociedades.

Podemos aumentar nuestra capacidad de impactar apoyando sociedades energéticas más conectadas y diversas en la gestión de sus «trilemas» energéticos: seguridad, equidad y sostenibilidad medioambiental. Por esta razón estamos ampliando nuestro marco del «trilema» energético mundial para que las regiones, ciudades y comunidades participen. Nuestros enfoques ágiles e inclusivos para avanzar juntos ahora incluyen nuestro simulador de políticas de acoplamiento entre sectores y las transformaciones lideradas por la comunidad (*transformathons*)<sup>13</sup>.

Como comunidad energética abierta a todos, imparcial y permanente, podemos convocar, catalizar, coordinar y mantener la colaboración necesaria para hacer avanzar la transición energética global por múltiples vías en todas las regiones. Ya hemos ini-

<sup>12</sup> Notas de la entrevista de Dunya (copiadas textualmente de las notas).

<sup>13</sup> Discurso de BIXPO.

ciado el proceso para ser un ecosistema de transición energética global. A medida que nuestros comités miembros aumentan su número de miembros más allá de la industria energética clásica, nos estamos convirtiendo en la comunidad del ecosistema «energía plus». Nuestro programa global Future Energy Leaders (FEL), las iniciativas nacionales de FEL en 20 países y los ex alumnos del programa FEL son grandes activos y están listos para una acción transformadora<sup>14</sup>.

Podemos ser más audaces si traducimos nuestra visión energética humanizadora en acción. Nuestra Campaña del Centenario (*Centenary Campaign*), que marca nuestros cien años en el sector de la energía, se centra en fortalecer nuestra red y tener un mayor impacto, combinando cuatro elementos esenciales para una transición energética global centrada en las personas<sup>15</sup>: un cambio radical en la educación sobre energía; la diversificación de las habilidades y la transición de la mano de obra; los *sprints* en la transición energética liderada por la comunidad; y una plataforma abierta de datos de usuarios de energía.

***El Consejo Mundial de la Energía ha tomado el concepto de «Humanización de la energía» como uno de sus principales lemas. ¿Qué entiende Ud. por este concepto y por qué es tan importante para que la transición energética global sea exitosa? Bajo su punto de vista, ¿cuáles son las acciones necesarias para involucrar a los ciudadanos?***

El concepto de «Humanización de la energía» no solo es importante, sino que es necesario para conseguir el éxito en la transición energética. Es la mejor manera para evitar la creación de un conflicto global, nuevas preocupaciones que surgirían si avanzamos dejando a muchas personas detrás.

Lo que hemos aprendido como comunidad energética mundial en el avance de los desarrollos energéticos durante los últimos cien años ahora es más importante que nunca y subraya la importancia de nuestra visión de humanizar el debate acerca de la transición energética.

**En primer lugar**, la energía es un sistema: detrás de cada botón, interruptor y surtidor de combustible hay una infinidad de conexiones.

<sup>14</sup> Final del mensaje.

<sup>15</sup> Final del mensaje.

**En segundo lugar,** la transición energética es un proceso, no un destino, y no se puede realizar de una sola vez.

**En tercer lugar,** la diversidad en los sistemas energéticos está aumentando en el sentido más amplio.

**En cuarto lugar,** el futuro de la energía no se puede predecir, pero se pueden crear conjuntamente futuros energéticos mejores.

**En quinto lugar,** la transición en la tecnología energética siempre implica una interrupción y una transformación en la sociedad.

El uso y los desarrollos de la energía conllevan profundas implicaciones en cuanto a la calidad de vida y la paz mundial. Inevitablemente se producirá un cambio en las estructuras de poder social conforme el mundo avance hacia una energía más sostenible y hacia sistemas de energías renovables.

Necesitamos preparar mejor todos los niveles de sociedades energéticas diversas para este cambio inevitable en las estructuras de poder social.

Por este motivo, nuestra visión de humanización de la energía y nuestra agenda de acciones se centra en «movilizar a la clase media» (las clases medias, las pymes, las ciudades de menor tamaño, donde tiene lugar la verdadera sociopolítica) en esta década crucial de *delivery*. El futuro de la energía se caracterizará por sistemas justos desde el punto de vista social, climáticamente neutros y centrados en el cliente, enfocándose en los usos y los usuarios, y no en los proveedores y los productores<sup>16</sup>.

¡Hay una tercera P en los *partnerships* público-privados: las personas!

---

<sup>16</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/modus-magazine-can-every-country-transition-to-clean-energy>.

## Capítulo primero

### Océanos y *choke points*, oportunidades y riesgos para el comercio marítimo global

Gonzalo Sanz Alisedo

#### Resumen

Los océanos son fuente de riqueza y vehículo de relación para la inmensa mayoría de los pueblos de la Tierra. Permiten un comercio marítimo que facilita los intercambios de todo tipo de mercancías, constituyendo uno de los pilares de la globalización. El tráfico marítimo comercial busca siempre la eficiencia económica, de modo que su coste sea competitivo. Por eso las rutas del comercio marítimo son prácticamente fijas, y en aras de la reducción de costes deben emplear estrechos y canales que reducen los tiempos de tránsito. La libertad de navegación en los estrechos internacionales y canales es fundamental para garantizar la continuidad del suministro de hidrocarburos, alimentos y mercancías en contenedores, entre otros. Estos puntos focales, más conocidos como *choke points*, suponen en sí mismos un riesgo potencial para la continuidad de las cadenas de suministro globales. Sobre Suez, Panamá, Ormuz, Gibraltar o Malaca planean riesgos derivados de conflictos regionales, de la piratería, del crimen marítimo o de la propia climatología y los efectos del cambio climático. Incluso las nuevas rutas como las del Ártico serán lugar de competición estratégica. Nuestro modo de vida, en el que todo parece garantizado, nuestro bienestar y nuestro

futuro, dependen en buena medida de la seguridad de apenas una decena de pasos angostos que dan continuidad a los océanos a través de las masas continentales.

**Palabras clave**

Tráfico marítimo, estrechos internacionales, canales, seguridad marítima.

## Oceans and choke points, opportunities and risks for global maritime trade

### Abstract

*Oceans are a source of wealth and a way of connecting the vast majority of people on Earth. They allow maritime trade, which facilitates the exchange of all kinds of goods, making up one of the pillars of globalisation. Commercial maritime traffic always seeks economic efficiency, with a competitive cost. That's why maritime trade routes are all but fixed; and in order to reduce costs, straits and channels that reduce transit times must be used. Freedom to navigate international straits and channels is essential to guarantee the continuity of the supply of hydrocarbons, food, and containerised goods, among others. These focal points, better known as «choke points», pose a potential risk to the continuity of global supply chains. They present risks stemming from regional conflicts, piracy, maritime crime, or even local weather and the effects of climate change in areas such as Suez, Panama, Hormuz, Gibraltar or Malacca. Even new routes like those in the Arctic will be considered strategic competition. Our way of life, where everything appears to be guaranteed, our well-being, and our future depend to a large extent on the security of just a dozen or so narrow passages that give continuity to the oceans through the continental land masses.*

### Keywords

*Maritime traffic, international straits, canals, maritime safety.*

# OCÉANOS Y CHOKE POINTS, OPORTUNIDADES Y RIESGOS PARA EL COMERCIO MARÍTIMO GLOBAL



## OPORTUNIDADES:

-  SEGURIDAD ENERGÉTICA
-  SEGURIDAD DE SUMINISTROS
-  SEGURIDAD ALIMENTARIA





## El océano global

Basta una simple mirada a cualquier mapa del mundo o a una foto satélite de la superficie terrestre para darse cuenta de una obviedad, que la Tierra es un planeta azul. Gracias a la mar, como demostró hace ahora 500 años la expedición de Magallanes y Elcano, se puede recorrer con total libertad la superficie terrestre; de hecho, su consecuencia comercial, el galeón de Acapulco, junto la construcción de los canales de Suez y Panamá probablemente constituyan los tres grandes cambios en las rutas del comercio marítimo a lo largo de la historia. Podemos afirmar, como veremos a lo largo de este trabajo, que la mar sostiene la vida sobre la Tierra y contribuye al progreso de las sociedades que la pueblan.

Desde el punto de vista del sostenimiento de la vida y el progreso de los pueblos, los océanos son fundamentalmente tres cosas<sup>1</sup>; por una parte, espacios que permiten la relación y conexión con personas y mercancías, y fuente de recursos de todo tipo, minerales, animales y de origen vegetal. Así ha sido desde la remota antigüedad y lo sigue siendo ahora, quizás más que nunca. Lo que podemos asegurar que ha cambiado a lo largo de los siglos es la escala de ambas actividades, los intercambios y el aprovechamiento de los recursos marinos, especialmente en el marco de la globalización que preside la era contemporánea y para la que los océanos son un elemento fundamental. Es decir, los océanos son fuente de riqueza y por tanto, y aquí viene su tercera caracterización, son un instrumento de influencia y de poder para el grupo o el Estado que los domina o que domina algunos espacios concretos, y en consecuencia origen de confrontaciones que pueden ser más o menos prolongadas e intensas.

Y esto es así porque los océanos dominan la vida en la Tierra y conforman su mayor ecosistema. En números redondos, el 71% de la superficie terrestre está cubierta por agua, y de ella el 97% corresponde a espacios marítimos; el 40% de la población mundial vive a menos de 100 kilómetros de sus orillas<sup>2</sup>, y los espacios marítimos facilitan el 90% del comercio mundial. Además, el 50% del oxígeno de la atmósfera es liberado por el fitoplacton,

<sup>1</sup> Tafalla Balduz, Á. (2015). *El mar y la seguridad de los océanos. La geopolítica líquida del siglo XXI*. Madrid. Ministerio de Defensa. Pp. 65-92.

<sup>2</sup> Según datos de la Conferencia de los Océanos de Naciones Unidas (2017) en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2017/05/Ocean-fact-sheet-package.pdf>.

que además consume anualmente 10 gigatoneladas de CO<sub>2</sub>. La OCDE estima que para 2030 los empleos directos relacionados con la mar a nivel mundial superarán los 40 millones, y los indirectos 3000 millones, generando en torno el 5% del PIB mundial. La regulación ciertamente laxa de algunos Estados y la dificultad de control de determinadas actividades económicas en alta mar, han puesto el foco internacional sobre la sostenibilidad de los océanos y la conservación de sus recursos naturales y biodiversidad, lo que se conoce como la «economía azul», que el Banco Mundial define como el uso sostenible de los recursos de los océanos para el progreso económico y la mejora de la calidad de vida y del trabajo, manteniendo la salud del ecosistema que constituyen los océanos.

### El comercio marítimo global

Los océanos son en definitiva importantes porque al fin y al cabo conectan núcleos humanos, siendo la dimensión y diversificación de las conexiones actuales espectacular. Sin embargo, esta red de conexiones, las rutas marítimas, está sometida a la realidad de la geografía y a la necesidad, como veremos más adelante, de utilizar canales y pasos estrechos para que toda esa actividad marítima sea económicamente viable.



Figura 1. Contenedores en puerto (fotografía chesscon.com)

El comercio marítimo experimentó una auténtica revolución en la década de los 60 con la generalización del uso del contenedor de

40 pies, que puede acomodar 25 pilas de palets y soportar una carga de 29 toneladas, lo que ha permitido desarrollar un comercio internacional con una rapidez y coste sin precedentes. Los grandes buques portacontenedores con capacidades de hasta 24.000 contenedores y velocidades medias superiores a los 18 nudos utilizan terminales especiales donde grúas especialmente diseñadas para este propósito los pueden descargar a razón de 500 toneladas por hora y grúa, para luego ser trasladados por carretera o ferrocarril o los lugares de suministro o consumo. De esta manera el coste del transporte desde la fábrica al consumidor es muy eficiente, lo que facilita la deslocalización de la producción, otro elemento característico de la globalización. Lo mismo ocurre con el transporte de las materias primas necesarias para los distintos procesos productivos. Las tecnologías de la información y el uso del ciberespacio permiten a su vez separar físicamente, aunque no en tiempo, los centros de diseño de los de fabricación.

De este modo el comercio mundial puede optimizarse, y precisamente uno de los factores clave para ello, como hemos indicado, es el coste relativamente bajo del transporte por vía marítima. Por eso Japón en su día y hoy China han podido inundar el mercado mundial con sus productos; en Asia se concentran importantes rutas de distribución de mercancías en contenedores y terminales de operación de contenedores de primer nivel.

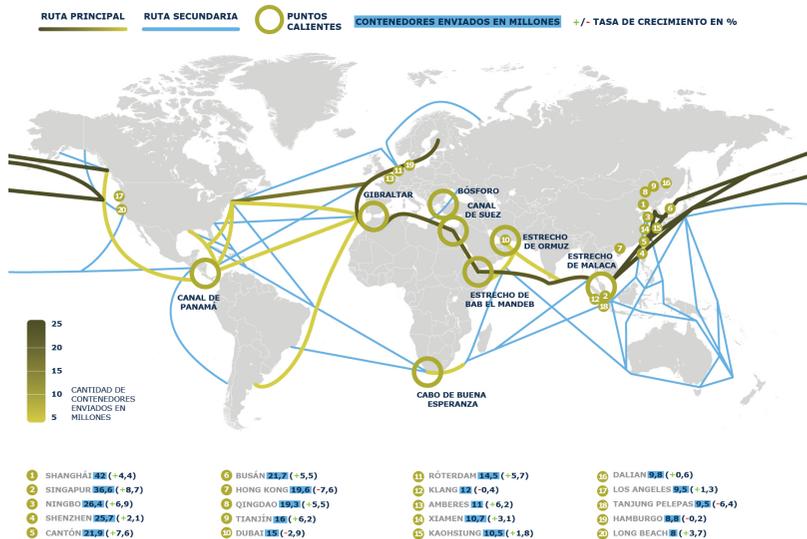
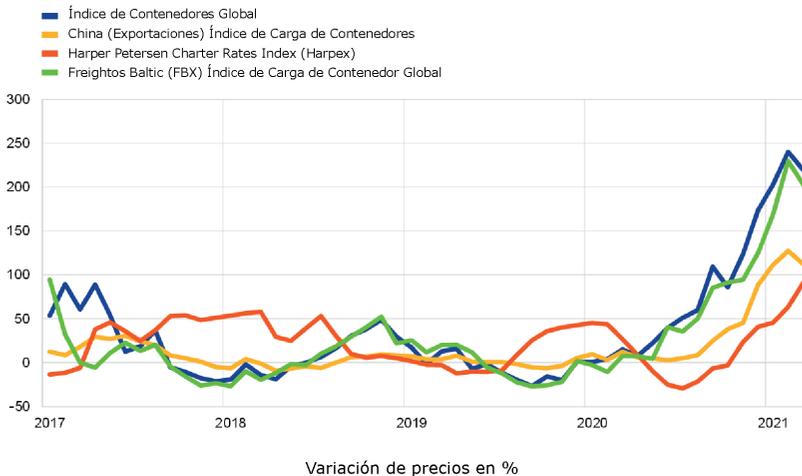


Figura 2. Principales rutas de tráfico de contenedores. Adaptado de: [https:// transportgeography.org](https://transportgeography.org)

Más de 50.000 buques mercantes de gran desplazamiento materializan el 90% del tráfico mundial de mercancías. Además, y factor facilitador adicional desde el punto de vista del coste, hoy en día es posible abanderar estos buques en cualquier país aceptando regulaciones más permisivas que permiten abaratar otros costes fijos del transporte marítimo, por no hablar del origen de la mayoría de las dotaciones de estos buques, que proceden de naciones con problemas de desarrollo<sup>3</sup>.

No obstante, el coste de los fletes tiene bastante elasticidad, y puede estar afectado por múltiples razones; la evolución de los precios del coste de movimiento de contenedores según distintos índices de control demuestra su relación con crisis y acontecimientos de impacto global. El actual incremento de costes se debe, según distintos analistas, a dos razones principales. Por una parte, la recuperación de la actividad comercial a medida que la pandemia del coronavirus se va controlando, lo que supone un aumento de la demanda de contenedores y la necesidad de poner en circulación los que habían quedado depositados en puertos de todo el mundo después de trasladar material necesario al comienzo de la pandemia, muchos de ellos fuera de las rutas habituales de contenedores, o simplemente por la caída inicial de la demanda a partir del primer trimestre de 2020. La otra razón es la conocida subida del coste de los combustibles.



**Figura 3. Evolución del coste del transporte de contenedores.**  
Adaptado de: <https://globalmaritimehub.com>

<sup>3</sup> Según el *Informe sobre transporte marítimo 2021* de la Conferencia de Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD) se trata de Filipinas, Rusia, Indonesia, China e India. [https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2021summary\\_es.pdf](https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2021summary_es.pdf).

El tipo de transporte que se practica hoy en día es el intermodal, combinando el marítimo fundamentalmente con el terrestre y en ocasiones el aéreo. Por tanto, lo importante de las rutas marítimas es que unan puntos con las infraestructuras adecuadas para una rápida carga y descarga de materiales y con conexiones ágiles por tierra desde los puntos de suministro hacia los de consumo. Y esto tiene una enorme importancia desde el punto de vista estratégico, Como lo demuestran las inversiones chinas en su proyecto *Belt & Road*, o las de Japón y China en puertos del Índico.

Hemos hablado de las mercancías y materias primas en general, pero hay un caso que es especialmente relevante, el del transporte de combustibles fósiles, que por el momento siguen siendo el elemento fundamental de la base energética mundial. Este transporte se efectúa básicamente por vía marítima, tanto a bordo de buques como a través de oleoductos y gaseoductos total o parcialmente submarinos. Respecto al transporte a bordo de buques gaseros, es de destacar que el gas se transporta licuado a muy baja temperatura, hasta los 160 grados bajo cero, con lo que su volumen se reduce cerca de 600 veces y ello permite al transporte de gas por vía marítima complementar o competir con los gaseoductos.

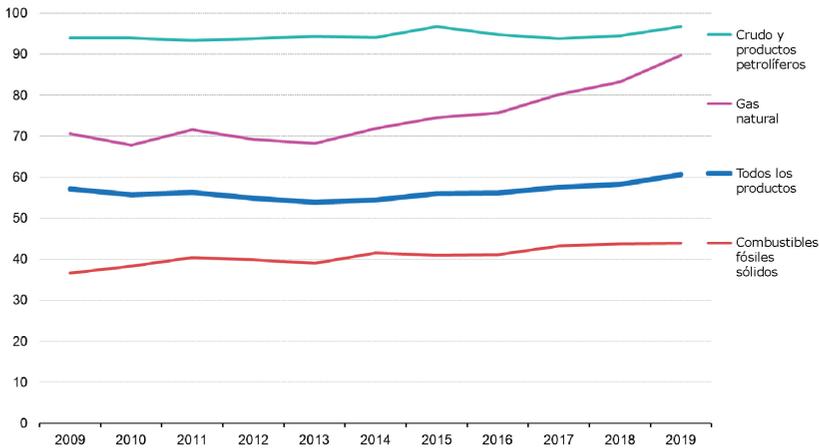


Figura 4. Buque gasero (fotografía marinetraffic.com)

Son particularmente importantes los tramos submarinos de los oleoductos y gaseoductos porque no están sometidos en términos generales a los vaivenes de la política, como hemos visto

recientemente con el cierre del gasoducto del Magreb entre Argelia y Marruecos. Para cubrir esta contingencia, entre otras cosas, va aumentar sensiblemente el número de buques gaseos que llegarán a las plantas regasificadoras españolas; según datos de ENAGAS citados en fuentes abiertas, si en el periodo de noviembre a marzo del invierno pasado se realizaron 86 operaciones de descarga, para este invierno ya hay contratadas 136<sup>4</sup>. De hecho, diciembre de 2021 ha marcado máximos en cuanto a importaciones de gas por vía marítima<sup>5</sup>, alcanzando el 68,8%, veinte puntos porcentuales más que en el mismo mes de 2020. En el cómputo global de 2021, las importaciones de gas licuado por vía marítima habrían alcanzado el 54,5% del total de gas importado por España. Un vez más los océanos ofrecen una alternativa estratégica, viable y más segura que las conexiones terrestres.

**ÍNDICE DE DEPENDENCIA ENERGÉTICA, UE, 2009-2019 (%)**



Source: Eurostat (online data code: nrg\_ind\_id)

eurostat

**Figura 5. Dependencia de hidrocarburos de la Unión Europea. Fuente: Eurostat**

En conjunto, según datos de EUROSTAT, la Unión Europea importa más del 60% de las fuentes de energía que necesita; así mismo,

<sup>4</sup> <https://www.europapress.es/economia/noticia-enagas-asigna-otros-23-slots-descarga-buques-plantas-gnl-segunda-subastaextraordi-20211015111347.html>.  
<https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/enagas-se-prepara-para-el-invierno-energetico-y-subasta-mas-permisos-de-descarga-de-buques-gaseros.html>.

<sup>5</sup> [https://www.abc.es/economia/abci-dispara-llegada-buques-desde-eeuu-y-rusia-cierre-gasoducto-magreb-202201062034\\_noticia.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.abc.es%2F](https://www.abc.es/economia/abci-dispara-llegada-buques-desde-eeuu-y-rusia-cierre-gasoducto-magreb-202201062034_noticia.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.abc.es%2F).

la mitad del gas y más del 70% del petróleo llegan o pasan por rutas marítimas, ya sea por la superficie del mar o bajo ella.

Es necesario mencionar también la importancia del transporte marítimo en la comercialización de alimentos, y en particular de los cereales, que suponen el 10% del tráfico mundial de mercancías a granel, después del mineral de hierro y el carbón. El tráfico marítimo de cereales supera los 500 millones de toneladas al año, siendo los principales exportadores EE. UU., Rusia, la Unión Europea, Argentina, Brasil, Canadá y Australia; es decir, naciones o regiones fundamentalmente costeras. China es a la vez el mayor productor y el mayor importador del mundo, seguida de Japón y Corea del Sur. Todo esto configura en líneas muy generales la relevancia de los océanos y las rutas marítimas comerciales que los surcan para el mundo global en el que vivimos.

### Puntos focales del tráfico marítimo global

Si volvemos a mirar la esfera terrestre, comprobaremos que la continuidad de los mares y océanos está dominada por pasos angostos entre los continentes, que constituyen tanto una limitación como una oportunidad para el tráfico y el comercio marítimos. Por esta razón los estrechos y canales han jugado un papel muy importante en la geopolítica a lo largo de la historia, tanto para los océanos como para los territorios que conectan: desde el punto de vista militar, por la importancia de dominarlos o cruzarlos; desde el punto de vista económico, por facilitar el establecimiento de asentamientos comerciales y el flujo de mercancías.

Como ya mencionamos, el comercio marítimo busca disminuir costes dentro de la enorme competencia que domina la globalización. Por ello los buques mercantes navegan por derrotas prácticamente fijas, las más cortas y eficientes. Estas derrotas pasan necesariamente por determinados estrechos o canales artificiales que solo se pueden evitar empleando derrotas alternativas que encarecerían enormemente el transporte. En estos estrechos o canales que en inglés se denominan en general como *choke points* y que en español podríamos llamar «puntos focales», la densidad del tráfico marítimo es mucho mayor que en el resto de la derrota de navegación, y esta concentración de buques constituye en sí misma un riesgo para la seguridad del comercio y del suministro global.



Figura 6. Choke points del tráfico marítimo global. Adaptado de: <https://www.visualcapitalist.com>

Además de las razones de eficiencia económica a la hora de diseñar las rutas de transporte marítimo, también son importantes las relacionadas con la reducción de la contaminación y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los objetivos marcados por la Organización Marítima Internacional (OMI o IMO en inglés) son ambiciosos, reducción de las emisiones de carbono en un 40% para 2030 y del 70% para 2050, incluyendo el establecimiento de un sistema de clasificación de los buques de más de 5.000 toneladas de desplazamiento a razón de su nivel de eficiencia energética, así como un proceso de control de su consumo de combustible<sup>6</sup>. En la Unión Europea<sup>7</sup> se han adoptado medidas en este mismo sentido; según los datos que maneja, el transporte marítimo internacional era, en 2017, responsable del 3,15% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. Las emisiones de la aviación internacional y el transporte marítimo habrían crecido casi un 130% y un 32% respectivamente en las últimas dos décadas, siendo el crecimiento más rápido en todo el sector del transporte, el único sector en el que las emisiones habían aumentado desde 1990. Para hacer

<sup>6</sup> <https://www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx>.

<sup>7</sup> [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector_es).

frente a esta situación, la OMI<sup>8</sup> publicó en septiembre de 2011 una serie de reglas de cumplimiento obligatorio modificando el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por Buques (MARPOL). En línea con los objetivos de la OMI, desde 2013 el sector marítimo está incluido en las políticas de la Unión Europea para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Así, con objeto de continuar con el proceso de descarbonización de la economía europea, en septiembre de 2020 el Parlamento Europeo aprobó la inclusión del transporte marítimo en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo a partir de 2022 y el establecimiento de requisitos vinculantes para que las compañías navieras reduzcan sus emisiones de CO<sub>2</sub> en al menos un 40% para 2030. Esta decisión se reiteró en abril de 2021, en esta ocasión incluyendo la necesidad de evaluar el impacto en la competitividad de las navieras europeas y de regular el acceso de los buques más contaminantes a los puertos europeos. En definitiva, la obligación de preservar el medio ambiente impone al comercio marítimo la necesidad de seguir mejorando sus estrategias en aras de la competitividad, optimizando rutas de navegación y sistemas de distribución de mercancías además de aplicar innovaciones tecnológicas en los sistemas de propulsión y generación de energía de los buques.



Figura 7. Tormenta en el canal de Panamá (fotografía marinetrffic.com)

<sup>8</sup> <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/01-2016-MTCC-.aspx>.

Volviendo a los estrechos y canales, es importante conocer el régimen de navegación aplicable en ellos por el efecto que pueden tener en el tráfico marítimo. La mayoría de los puntos focales naturales del tráfico marítimo internacional son lo que en la Convención de Naciones Unidas sobre Derecho del Mar hecha en Montego Bay (Jamaica) en 1982 (CNUDM) se define como estrechos utilizados para la navegación internacional. Estos estrechos, como veremos más adelante, conectan dos áreas de la alta mar o la alta mar con una zona económica exclusiva, en ambos casos con la particularidad de que las aguas del estrecho forman parte del mar territorial de uno o varios Estados. Es decir, a efectos jurídicos solo puede considerarse como estrecho internacional, denominación comúnmente empleada, aquel donde el mar territorial de uno o más Estados ribereños no deja extensión alguna de alta mar para la libre navegación a través de dicha vía. En caso contrario, habría un canal de alta mar a lo largo del estrecho que haría desaparecer la peculiaridad de esas aguas. Existen más de cien estrechos internacionales de acuerdo con las reglas de la CNUDM, y algunos de ellos como veremos tienen una relevancia muy especial desde el punto de vista del transporte marítimo.

La CNUDM constituye la referencia legal que regula la navegación a través de estos accidentes geográficos, y también es parte del acervo de derecho consuetudinario para los países que no son signatarios. De hecho, las normas establecidas en la CNUDM no son diferentes, por ejemplo, de los acuerdos de 1974 entre Omán e Irán respecto al estrecho de Ormuz, o los de Yemen y Eritrea de 1979 respecto a Bab el-Mandeb, en ambos casos sancionando el derecho general a la libertad de navegación.

La primera y principal cuestión que destaca en los estrechos internacionales es la contraposición de dos derechos, el de los Estados ribereños a ejercer su soberanía nacional frente a los de la comunidad marítima internacional para ejercer la libre navegación entre zonas de la alta mar. Este es un asunto decisivo que afecta al tráfico mercante, a los buques de guerra, al sobrevuelo de estos espacios marítimos y a otras cuestiones como el tendido de cables submarinos.

Para trazar los orígenes del marco legal aplicable a la navegación en los estrechos internacionales hay que referirse al conocido como caso del canal de Corfú<sup>9</sup>, estrecho que separa esta isla

---

<sup>9</sup> <https://www.dipublico.org/115899/caso-del-canal-de-corfu-fondo-del-asunto-fallo-de-9-de-abril-de-1949/>.

griega de Albania. El 22 de octubre de 1946 dos destructores británicos chocaron con minas en aguas albanesas durante su tránsito por el estrecho de Corfú y sufrieron daños muy importantes, incluida la pérdida de vidas humanas. Posteriormente, la marina británica volvió a esas aguas los días 12 y 13 de noviembre de 1946 para limpiarlas de minas. El Reino Unido presentó primero el caso ante el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas buscando la condena de Albania y el pago de una indemnización; el consejo recomendó a los dos Gobiernos que sometieran la controversia a la Corte Internacional de Justicia, que se declaró competente en marzo de 1948. La cuestión fundamental era dilucidar si el Reino Unido había violado el derecho internacional durante sus actividades en aguas albanesas, primero el día en que se produjeron las explosiones, y después los días 12 y 13 de noviembre de 1946, cuando procedió a limpiar de minas el estrecho. En su fallo, la corte dictaminó por 14 votos contra 2 que el Reino Unido no había violado la soberanía de Albania el 22 de octubre, ya que sus buques ejercían el derecho de paso inocente; sin embargo, declaró por unanimidad que la había violado los días 12 y 13 de noviembre al realizar actividades diferentes del paso inocente y en contra de la voluntad del Gobierno albanés. Es decir, la corte reconoció el derecho a la libre navegación del tráfico internacional por el estrecho en tiempo de paz sin necesidad de requerir previamente la autorización del Estado ribereño, siempre y cuando no se lleven a cabo actividades que afecten a su seguridad; y ello con independencia de que puedan existir otras rutas marítimas alternativas más convenientes.

La jurisprudencia de Corfú se incorporó a los convenios internacionales que nacieron de las Conferencias de Naciones Unidas sobre la Ley del Mar de Ginebra (1956-1958). Aquí se incorporó a la categoría de estrechos internacionales a los que comunican la alta mar con el mar territorial para tener en cuenta la situación del estrecho de Tirán en el contexto del conflicto árabe-israelí<sup>10</sup>. Pero no sería hasta la adopción de la CNUDM de 1982<sup>11</sup> que el estatuto de los estrechos internacionales quedaría plenamente codificado en su parte tercera, dedicada a estrechos utilizados

<sup>10</sup> El 22 de mayo de 1967 Egipto bloqueó el estrecho al paso de buques israelíes hacia su puerto de Eilat. Israel consideró *casus belli* esta situación y fue uno de los desencadenantes de la guerra de los Seis Días, que comenzó el 5 de junio de 1967. El siguiente artículo de la *Revista de Marina de Chile* resume con claridad y precisión los antecedentes y la situación actual del estrecho: <https://revistamarina.cl/revistas/1984/1/asamitha.pdf>.

<sup>11</sup> Ratificada por España en 1997: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-3296>.

para la navegación internacional entre una parte de la alta mar o de una zona económica exclusiva y otra parte de la alta mar o de una zona económica exclusiva. En estos estrechos se aplicará el régimen de paso en tránsito para todos los buques y aeronaves, definiéndose dicho paso como la libertad de navegación y sobrevuelo exclusivamente para los fines del tránsito rápido e ininterrumpido por el estrecho, incluyendo la entrada a o salida desde un Estado ribereño. En el resto de los estrechos se aplica el derecho de paso inocente según se define en los Artículos 17 a 26. Las diferencias entre paso inocente y paso en tránsito afectan fundamentalmente a buques de guerra y aeronaves<sup>12</sup>; el paso en tránsito permite que:

- Los submarinos puedan realizar el paso rápido e ininterrumpido por el estrecho en inmersión, toda vez que es su modo habitual de operar.
- Los buques de guerra puedan transitar, de forma rápida e ininterrumpida conforme a prácticas de navegación aceptadas y sin afectar a la seguridad en el mar, incluyendo la navegación en formación y el lanzamiento y recogida de aeronaves.
- Las aeronaves puedan ejercer el derecho de paso en tránsito, entendido como el sobrevuelo.

Como se puede apreciar, la CNUDM aplica el principio de libertad de navegación, ya que aunque las aguas son parte del mar territorial de los Estados ribereños, se utilizan para la navegación internacional. La libertad de navegación constituye por tanto un derecho de la comunidad marítima internacional que hay que proteger mediante la práctica de su ejercicio, y en este sentido algunos países programan actividades que incluyen ese objetivo, como es el caso del reciente despliegue del portaviones británico *HMS Queen Elizabeth* en el Pacífico<sup>13</sup>, o como la operación EMASOH de vigilancia marítima en el estrecho de Ormuz lanzada por Francia junto con otras naciones europeas en 2020<sup>14</sup>. Tan solo EE. UU. tiene un programa específico para el ejercicio del derecho a la libre navegación en el mundo, un programa conjunto de los Departamentos de Estado y Defensa que incluye

<sup>12</sup> Armada Española (mayo de 2016). Análisis en *Manual de Derecho del Mar*.

<sup>13</sup> <https://ukdefencejournal.org.uk/british-supercarrier-hms-queen-elizabeth-deploy-pacific/>.

<sup>14</sup> <https://www.diplomatie.gouv.fr/es/politica-exterior/europa/noticias/article/mision-europea-de-vigilancia-maritima-en-el-estrecho-de-ormuz-emasoh>.

actividades diplomáticas y operativas<sup>15</sup>. Si bien en la actualidad el programa dirige la mayor parte de sus actividades operativas hacia China, también las lleva a cabo en los estrechos de Ormuz, Bab el-Mandeb y otros lugares del mundo.

La CNUDM establece también el principio de la equidistancia para determinar los límites del mar territorial de los Estados que rodean el estrecho, que además deben colaborar entre sí para garantizar la seguridad de la navegación. Para ello, en muchos casos se establecen de común acuerdo dispositivos de separación de tráfico que actúan como los carriles de una autopista marcando los sentidos de tránsito y la separación lateral entre ellos.

Junto al régimen general que se acaba de mencionar, encontramos en algunos estrechos principales una serie de regímenes especiales basados en tratados históricos:

- Los estrechos turcos del Bósforo y Dardanelos, regulados en la CNUDM de Montreux de 1936, hoy vigente.
- El régimen jurídico del estrecho de Magallanes, que se fijó por el Tratado de 1881 entre Argentina y Chile y que fue confirmado por el Tratado de Paz y Amistad de 1984 entre ambos Estados.
- Los estrechos daneses o bálticos Sund, Grand Belt y Pequeño Belt, regulados por el Tratado de 14 de mayo de 1857.
- El estrecho existente entre la isla de Aaland y el territorio sueco, regulado por el Convenio de Ginebra de 30 de octubre de 1921.

Los canales internacionales, al igual que los estrechos, ponen en comunicación una zona de alta mar o zona económica exclusiva con otra zona de alta mar o zona económica exclusiva. La diferencia fundamental es que esta comunicación no está abierta por la naturaleza, sino que se trata de obras artificiales que recorren el territorio soberano de un país y en ellos se aplican los derechos de soberanía del Estado del territorio y en su caso las concesiones a quienes hayan financiado las obras de construcción. Se rigen por regulaciones propias que los buques que los cruzan deben cumplimentar.

---

<sup>15</sup> <https://www.state.gov/freedom-of-navigation-report-annual-release/>.

La posibilidad de cierre o restricción del tráfico por un estrecho internacional o canal es un riesgo desde el punto de vista económico global, pero también desde el punto de vista militar al impedir o dificultar el despliegue de flotas, especialmente en situaciones de crisis. La falta de seguridad en tierra puede proyectarse con relativa facilidad sobre los espacios marítimos, por lo que el control de los estrechos, canales y sus accesos es una necesidad estratégica tanto de los Estados ribereños como de las potencias globales y regionales.

El riesgo de cierre o restricción del tráfico puede ser estructural, derivado de la propia configuración del punto focal como en el caso de los canales de Panamá y Suez, de la climatología o de otros aspectos de carácter permanente; puede ser también provocado por las condiciones de seguridad del lugar, tales como la presencia de piratería u otro tipo de actividad criminal como el estrecho de Malaca; o de carácter geopolítico cuando pueden ser objeto de bloqueo deliberado por algún Estado o actor no estatal con objetivos políticos, como ha ocurrido en ocasiones con el estrecho de Ormuz o el canal de Suez.

La relevancia de estos puntos focales es permanente precisamente porque se asientan sobre rutas de tráfico marítimo permanentes. Agrupados por zonas geográficas, los principales desde el punto de vista de este trabajo son:

En el mar Mediterráneo:

- El estrecho de Gibraltar, que une el océano Atlántico y el mar Mediterráneo.
- Los estrechos turcos que unen los mares Mediterráneo y Negro.
- El canal de Suez, que conecta el Mediterráneo con el mar Rojo.

En el océano Índico<sup>16</sup>:

- El estrecho de Bab el-Mandeb, que une el mar Rojo y el océano Índico.
- El estrecho de Ormuz, que une el golfo Pérsico con el océano Índico.
- Los estrechos de Malaca y Singapur, que unen los océanos Pacífico e Índico.

---

<sup>16</sup> El cuaderno nº 19 (junio de 2021) del Centre d'Études Stratégiques de la Marine (Francia) titulado *The straits of the Indian Ocean* ofrece un estudio global del océano Índico desde el punto de vista de las vías de entrada y salida.

En el océano Atlántico:

- El canal de Panamá, que conecta los océanos Atlántico y Pacífico.
- Las nuevas rutas a través del Ártico, que también conectarían Atlántico y Pacífico.

Veamos ahora brevemente la situación y características de cada uno de estos puntos focales, comenzando por el Mediterráneo y por el más relevante para España.

#### El estrecho de Gibraltar

El estrecho de Gibraltar tiene una anchura mínima de 9 millas náuticas<sup>17</sup> y una sonda mínima de 300 metros, lo que permite el tránsito de cualquier buque y de submarinos en inmersión. Lo cruzan anualmente más de 120.000 buques de distintas clases, lo que supone aproximadamente el 50% del comercio marítimo mundial, incluyendo la tercera parte del gas y el petróleo. Durante el cierre del canal de Suez entre 1973 y 1979 era el único punto de entrada y salida del Mediterráneo.

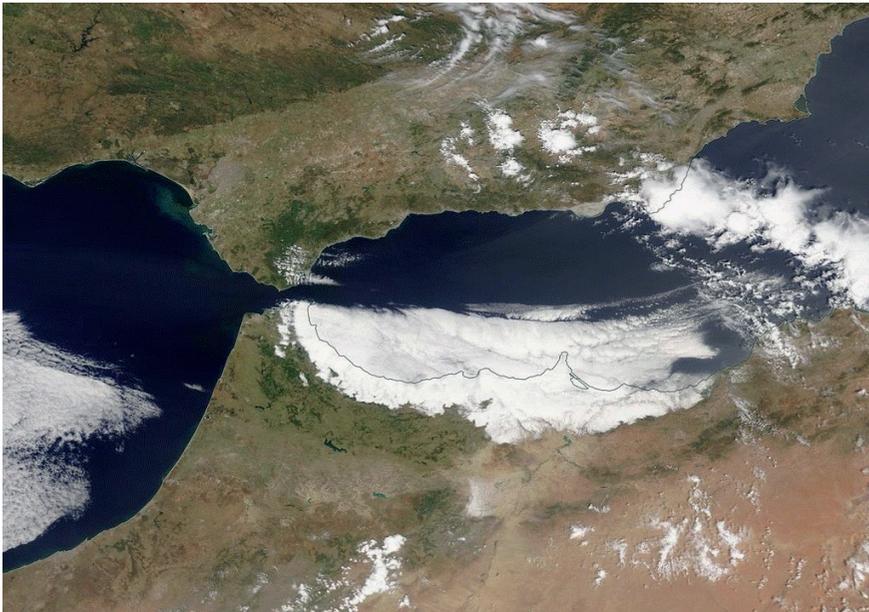


Figura 8. Estrecho de Gibraltar (fotografía <https://www.eltiempo.com>)

<sup>17</sup> Una milla náutica equivale a 1.852 metros.

En el estrecho tiene España uno de nuestros principales puertos, Algeciras. Para entender la importancia creciente del comercio marítimo en España, y en particular de Algeciras<sup>18</sup>, basta mencionar que el volumen de tráfico de mercancías en este puerto pasó de 68 millones de toneladas en 2005 a 109 en 2019, de 334.043 contenedores equivalentes TEU<sup>19</sup> a 447.983 en 2020, y de 2.021 buques en 2013 a 2.461 en 2020.

Si bien se trata de un espacio marítimo sin riesgos aparentes, es cierto que de sur a norte tienen lugar tráficos irregulares e ilícitos de personas y drogas. La facilidad con la que estos tráficos se producen obliga a considerar la posibilidad de que también puedan tener lugar acciones terroristas desde la mar, mezclados o camuflados con ellos. Este riesgo se tuvo en cuenta durante la preparación de la operación Tormenta del Desierto en 1990-1991 para la liberación de Kuwait tras su invasión por Irak, y entre 2001 y 2002 después del ataque a las torres gemelas durante la preparación de las operaciones militares posteriores en Afganistán. En el primer caso, el dispositivo de seguridad corrió a cargo de la Armada española en su totalidad, mientras que en el segundo caso fue un esfuerzo de la OTAN dirigido y coordinado por España.

En el estrecho de Gibraltar rige el derecho de paso en tránsito. Durante la Conferencia de Montego Bay, España asumió el papel de impulsor principal de los países partidarios de mantener el régimen de paso inocente, propuesta que no prosperó por ser el paso en tránsito una prioridad de las grandes potencias marítimas globales. La posición diplomática española consistió en reivindicar la vigencia del derecho internacional tradicional, consuetudinario y convencional, relativo al paso inocente, afirmando que el *statu quo* jurídico sobre el régimen de navegación en los estrechos internacionales no puede modificarse sustancialmente sin el consentimiento de los Estados particularmente interesa-

---

<sup>18</sup> Los datos pueden consultarse en <https://es.statista.com/estadisticas/624596/trafico-observado-en-la-autoridad-portuaria-de-bahia-de-algeciras/> y en la página de la autoridad portuaria de la bahía de Algeciras, <https://www.apba.es/estadisticas>.

<sup>19</sup> Esta sigla representa la unidad de medida de capacidad del transporte marítimo referida en contenedores de carga. Una TEU es la capacidad de carga que tiene un contenedor estándar de 20 pies; sus medidas son 20 pies de largo por 8 pies de ancho y 8,5 pies de altura, lo que supone un volumen exterior de 38,51 metros cúbicos. Su peso máximo es de 21.600 kilogramos sin tara y su capacidad máxima de 33 metros cúbicos. Los barcos portacontenedores se categorizan en TEU, e incluso esta unidad es la medida de cálculo de la actividad portuaria.

dos<sup>20</sup>. De hecho, la redacción de la ley de navegación marítima de 2014<sup>21</sup> respecto al cruce del estrecho de Gibraltar es curiosa y refleja en cierto modo la posición que defendió España en Montego Bay. En el Artículo 37 de la ley, que se refiere al derecho de paso inocente, se establece que «La navegación a través del estrecho de Gibraltar se regirá por lo dispuesto en la Parte III de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982», que es la que se refiere a los estrechos utilizados para la navegación internacional.

### Canal de Suez

Tras recorrer la vía que une Mediterráneo y Atlántico, pasemos a ver la que conecta el Mediterráneo con el mar Rojo, el canal de Suez. Se trata de una vía marítima que pertenece a Egipto y que conecta Europa y Asia desde 1896. El canal tiene 104 millas de longitud (193 kilómetros) y se recorre en ambas direcciones norte-sur por un sistema de convoyes, uno diario en cada dirección partiendo de Suez y Port Said respectivamente, con una duración de cruce de 12 horas aproximadamente. La alternativa para el tráfico marítimo al canal es doblar el cabo de Buena Esperanza en Sudáfrica, lo que supone un aumento del orden de 4.000 millas en un tránsito de Europa a Asia.

Sin esta vía de comunicación los buques tendrían que rodear África y necesitarían al menos siete días más de navegación. Su régimen viene definido por la Convención Internacional de Constantinopla de 1888<sup>22</sup>, que se rige por los siguientes tres principios básicos en lo que a la navegación se refiere: libertad de navegación en todo tiempo, es decir, tanto en tiempo de paz como en tiempo de guerra; libertad de paso para los barcos de guerra a condición de no hacer paradas ni otras actividades distintas de la navegación; y neutralidad del canal, lo que prohíbe acciones militares en él, la construcción de fortificaciones en sus riberas e impide que sea bloqueado.

<sup>20</sup> El razonamiento español está perfectamente descrito y justificado en el trabajo del teniente coronel auditor Juan Gonzalo Martínez Mico para el CESEDEN. (Octubre de 1987). «La navegación por los estrechos internacionales: régimen jurídico». *Boletín de Información* 204-X.

<sup>21</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-7877>.

<sup>22</sup> Suscrita por el Reino Unido, Alemania, Austria-Hungría, España, Francia, Italia, Holanda, Rusia y Turquía. Puede consultarse en <https://www.suezcanal.gov.eg/English/About/CanalTreatiesAndDecrees/Pages/ConstantinopleConvention.aspx>.



Figura 9. Canal de Suez (fotografía <https://www.fundacionaquae.org>)

Este estatuto no ha sido respetado en distintas ocasiones. Probablemente la primera de ellas fue con motivo del tránsito de la escuadra de reserva que, al mando del almirante Cámara, España trató de enviar para reforzar la protección de las islas Filipinas en 1898. La escuadra hubo de esperar en Port Said una semana por las dificultades que las autoridades locales pusieron para dar el correspondiente permiso, presionadas por los británicos y estos a su vez por los americanos. El estatuto del canal tampoco fue respetado durante la Segunda Guerra Mundial, cuando fue bloqueado al paso de los buques del Eje, en 1956 con motivo de la invasión franco-británica tras la nacionalización del canal por el presidente egipcio Gamal Abdel Nasser, y en los distintos conflictos árabe-israelíes del siglo XX; quizá ese principio general de libertad de navegación resulte un tanto ingenuo para una infraestructura nacional de la importancia del canal de Suez. Desde 1979, tras el tratado de paz entre Egipto e Israel, el canal no ha vuelto a sufrir bloqueos.

No cabe duda de la importancia geoestratégica del canal; quien lo domina no solo controla una parte sustancial del tráfico marítimo comercial entre Europa y el lejano Oriente, sino también el militar y el logístico militar, lo que es muy importante si recordamos

el esfuerzo logístico y de despliegue de tropas y material con motivo de los conflictos de Kuwait, Afganistán e Irak.

Las estadísticas propias de la autoridad del canal<sup>23</sup> muestran cómo es una vía cuyo uso está en constante aumento, con más de 19.000 buques al año y más de 1.100 millones de toneladas transportadas. La comparación entre 1975 y 2019 es clarificadora. A lo largo de 1975 cruzaron el canal 5.579 buques, con una media de 26 al día, mientras que en 2019 fueron 18.800 con una media de 52 al día. Si nos fijamos en el tipo de buque, el 28% de los cruces corresponde a portacontenedores, el 27% a petroleros y el 22% a buques de carga a granel, pero si nos fijamos en su desplazamiento neto, sin carga, el 53% corresponde a portacontenedores y el 20% a petroleros.



**Figura 10. Estadísticas de tráfico a través del canal de Suez.**  
Fuente: <https://www.suezcanal.gov.eg/English/Navigation/Pages/NavigationStatistics.aspx>

Las estadísticas de la autoridad del canal proporcionan también información muy interesante sobre la importancia estratégica que tiene para algunas naciones. Por ejemplo, en cuanto al tráfico que cruza el canal hacia el sur, China aparece como el mayor importador de productos petrolíferos, minerales en general y minerales metálicos; el segundo importador de cereales, fertilizantes y gas natural; y el tercero de carbón. En cuanto a los exportadores, y en esta misma dirección de tráfico, Rusia es el mayor de petróleo y derivados, el segundo de cereales después

<sup>23</sup> <https://www.suezcanal.gov.eg/English/Pages/default.aspx>.

de Ucrania, el segundo de carbón después de EE. UU., el tercero de fertilizantes, y el cuarto de minerales (Ucrania sería el primero). No sería descabellado pensar en que esta relación o dependencia comercial entre Rusia y China que ahora depende de la seguridad en los estrechos turcos, Gibraltar, Suez, Malaca y Singapur pudiera impulsar una nueva ruta comercial en el Ártico cuando las condiciones lo permitan.

La consultora Lloyd's List estima que el valor de los bienes que circulan a través de esta vía marítima cada día supera los 9.000 millones de dólares, lo que se traduce en alrededor de 400 millones de dólares por hora; el valor de la mercancía que cruza hacia el norte sería de unos 5.500 millones de dólares diarios y de 4.500 millones hacia el sur; la diferencia correspondería a buques en lastre que cruzan hacia el sureste asiático. Desde 2015 el Gobierno egipcio está invirtiendo en la mejora y ampliación del canal, si bien está claro que el riesgo de obstrucción existe como lo demostró el accidente del buque de bandera japonesa *Ever Given*. Dado que es una vía natural, la limitación de tamaño de los buques viene determinada actualmente por su profundidad y por la altura del puente<sup>24</sup> sobre el canal en Ismailia, ya cerca de Port Said. La referencia máxima es la del petrolero tipo «Suezmax», buques de un máximo de 160.000 toneladas de desplazamiento.

Como en el caso de Panamá y otros puntos focales, se han estudiado opciones para conectar el mar Rojo y el mar Mediterráneo evitando el paso por Suez. Por una parte, el Gobierno egipcio construyó el oleoducto «Sumed», que une el golfo de Suez en el mar Rojo con Sidi Kerir, en el Mediterráneo, cerca de Alejandría. Tiene una longitud de 320 kilómetros y una capacidad diaria de algo más de un millón de barriles de petróleo, más o menos la carga de un «Suezmax». Es una alternativa al tránsito del canal pero también una infraestructura que posibilita una gestión diferente de los movimientos de buques y de petróleo en el Índico y el Mediterráneo, además de permitir que petroleros que superen el calado máximo permitido por el canal puedan aligerar parte de su carga y transitar después por él.

Por otra parte, ya en 2012 el Gobierno israelí aprobó el proyecto *Red-Med* para la construcción de una línea de ferrocarril de alta velocidad que permita el transporte de personas y mercancías entre los puertos de Eilat en el mar Rojo y Ashdod en el

---

<sup>24</sup> Fue inaugurado en 2001 y el Gobierno japonés aportó el 60% de la financiación.



Figura 11. Portacontenedores Ever Given en el canal de Suez (fotografía Associated Press)

Mediterráneo, finalizando después en Tel Aviv<sup>25</sup>; la elaboración del proyecto técnico ha sido otorgada a un consorcio chino-israelí. Este ferrocarril, que cruzaría el desierto del Negev, permitiría por una parte conectar a Eilat con el resto del país y convertirla en una gran metrópoli israelí en el mar Rojo, y por otra, constituir una alternativa a largo plazo al canal de Suez para determinados productos. El bloqueo del canal por el accidente del buque *Ever Given* ha reavivado el interés por el proyecto *Red-Med*<sup>26</sup>, y es que el trastorno creado por esta situación no ha sido precisamente menor.

Este enorme portacontenedores de 220.000 toneladas de desplazamiento, 400 metros de eslora y capacidad para 20.000 contenedores TEU quedó atravesado el 23 de marzo de 2021 en el canal y lo bloqueó, acumulando más de 400 buques a la espera de cruzar durante los seis días que el canal estuvo cerrado. Según las autoridades egipcias, los fuertes vientos reinantes y una tormenta de arena se combinaron de modo que superaron la capacidad de maniobra del buque y provocaron el accidente. Tras muchos esfuerzos y aprovechando las mareas vivas, el 29 de marzo el buque fue liberado y poco después se restableció el tránsito por el canal. Posteriormente las autoridades egipcias

<sup>25</sup> <https://www.haaretz.com/despite-flak-govt-oks-eilat-rail-route-1.5345518>.

<sup>26</sup> <https://www.algemeiner.com/2021/04/02/will-the-suez-canal-ship-crisis-renew-push-for-israeli-red-med-rail-link/>.

embargarían el buque y su carga, exigiendo una indemnización de 900 millones de dólares por los perjuicios y pérdidas causados. El buque pudo continuar su navegación el 7 de julio una vez alcanzado un acuerdo entre el armador y la autoridad del canal.

Las consecuencias del bloqueo del canal de Suez han sido muy importantes desde el punto de vista económico. Datos de la propia autoridad del canal<sup>27</sup> indican que sus pérdidas diarias por el bloqueo estarían entre catorce y quince millones de dólares. La aseguradora Lloyd's List, por su parte, calculó que el valor de las mercancías que cada día dejaban de transitar por el canal rondaría prácticamente los nueve mil quinientos millones de dólares, es decir, cuatrocientos millones de dólares a la hora.

#### ALTERNATIVA A LA RUTA DE SUEZ Y DISTANCIAS A RECORRER CANAL BLOQUEADO

**USANDO EL CANAL DE SUEZ**  
10,000 MILLAS NAÚTICAS (18 520 KM)  
25.5 DÍAS\*

**ALREDEDOR DEL CABO DE BUENA  
ESPERANZA 13 500 MILLAS NAÚTICAS**  
34 DÍAS\*

\*BASADO EN UNA VELOCIDAD MEDIA DEL BARCO DE 16,43 NUDOS

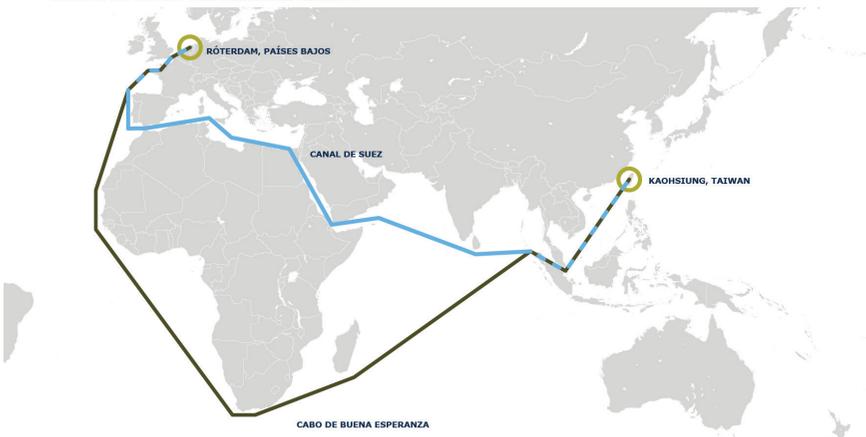


Figura 12. Alternativa a la ruta de Suez y distancias a recorrer. Adaptado de: [www.bbc.co.uk](http://www.bbc.co.uk)

Desde una perspectiva más amplia, la aseguradora alemana Allianz calculó que el coste del bloqueo para el comercio mundial estaría entre los seis mil y los diez mil millones de dólares semanales, y que reduciría el crecimiento anual del comercio global entre un 0,2 y un 0,4%. Por su parte, el consignatario Braemar ACM<sup>28</sup>, con sede en Singapur y especializado en el transporte de

<sup>27</sup> <https://www.bbc.com/news/business-56559073>.

<sup>28</sup> <https://www.wsj.com/articles/energy-industry-grapples-with-fallout-from-suez-canal-blockage-11616680152>.

hidrocarburos, estimó que habían quedado bloqueados a ambos extremos del canal el equivalente a unos dos millones de barriles de crudo y productos refinados diarios, lo que supondría en torno al 2% del consumo global. También informó que a raíz del accidente del *Ever Given* el coste del flete de un petrolero en el sudeste asiático y Oriente Medio había aumentado en menos de una semana un 47%, y en el Mediterráneo un 25%. Sin embargo, y dado que la alternativa de doblar el cabo de Buena Esperanza para llegar a Europa supondría entre ocho y quince días más de navegación y un coste adicional que podría alcanzar los 450.000 dólares, la mayoría de las compañías habían preferido esperar a que el canal quedara despejado.

Más allá del efecto concreto sobre las finanzas del canal, el caso del *Ever Given* permite entender un poco mejor los cuellos de botella que los estrechos y canales internacionales suponen para el comercio marítimo global<sup>29</sup>. Como ya hemos visto al mencionar las estadísticas de carga de la autoridad del canal, hay un porcentaje de buques que lo transitan en lastre, y entre ellos no pocos que transportan contenedores vacíos, un movimiento de redistribución que es necesario para asegurar la fluidez del transporte de manufacturas de todo tipo. De hecho, el bloqueo del canal no solo ha afectado a la distribución de mercancías que ya estaban en tránsito, sino también a las que estaban pendientes de carga en sus puertos de origen.

También es necesario recordar que la gestión de los puertos modernos se basa, como ya hemos indicado al comienzo de este trabajo, en la agilidad en la carga, la descarga, y la conexión con el sistema de distribución terrestre para reducir costes y maximizar beneficios. Por ello, la recuperación del tráfico en el canal ha puesto al límite la capacidad de operación de los puertos principales de Europa y Asia, tanto para descargas como para cargas, así como para la gestión de las mercancías descargadas y pendientes de embarque. La consecuencia general es que la regularización del tráfico marítimo llevará un tiempo, lo que tendrá un impacto en la cadena de suministro global ya que por vía marítima se transportan tanto productos manufacturados completos, como sus componentes por separado y las materias primas necesarias para su elaboración.

---

<sup>29</sup> Esta entrevista al responsable de gestión de riesgos marítimos de Allianz con motivo de la reapertura del canal de Suez es muy reveladora: <https://www.cnbc.com/2021/03/29/the-impact-of-the-suez-canal-blockage-will-be-felt-for-months-to-come-says-maritime-expert.html>.

Por último, es necesaria una mención a la evolución del tamaño y número de buques portacontenedores<sup>30</sup> para comprender una circunstancia que el bloqueo de Suez ha sacado a la luz. En 2011 había 4.966 buques portacontenedores en servicio, y en 2021 5.434<sup>31</sup>, menos de un 10% más. Sin embargo, el tonelaje de la flota mundial de portacontenedores pasó en ese mismo periodo de tiempo de 169 millones de toneladas a 282 millones, un aumento del 67%<sup>32</sup>. Buques, por tanto, más grandes, con mayor capacidad de transporte y por tanto necesitados de infraestructuras portuarias para carga y descarga más capaces, más automatizadas y mejor conectadas con las redes de distribución por vía terrestre. Todo ello hace depender a la cadena de suministro global de un número relativamente reducido de buques y puertos; desde el punto de vista de la seguridad del suministro global, la evolución de la flota de portacontenedores y el incidente del *Ever Given* nos muestran que la eficiencia y las economías de escala del transporte marítimo pueden no coincidir necesariamente con las de las cadenas de suministro globales.

### Los estrechos turcos

El tercer punto focal del Mediterráneo lo constituyen los estrechos turcos, el Bósforo y los Dardanelos<sup>33</sup>, que forman una estrecha barrera geográfica que separa Europa de Asia; su paso más angosto tiene apenas media milla de ancho. Su importancia comercial es vital para los países ribereños del mar Negro, ya que los conectan con el Mediterráneo y con el resto de las rutas marítimas mundiales. Desde la antigüedad su control ha sido prioritario, especialmente para Rusia. Su gran valor estratégico en la actualidad se lo confiere el hecho de que, desde los primeros momentos de la expansión del imperio ruso, los estrechos han constituido la única salida a mar abierto que su flota tenía disponible durante el periodo invernal. No debe extrañarnos, por tanto, que su control haya sido durante siglos una prioridad estratégica para Rusia. Fue precisamente el intento de la Unión Soviética de asegurarse el control de los estrechos tras la II Guerra Mundial lo

<sup>30</sup> <https://transportgeography.org/contents/chapter5/maritime-transportation/evolution-containerships-classes/>.

<sup>31</sup> <https://www.statista.com/statistics/198227/forecast-for-global-number-of-containerships-from-2011/>.

<sup>32</sup> <https://www.statista.com/statistics/267603/capacity-of-container-ships-in-the-global-seaborne-trade/>.

<sup>33</sup> La denominación oficial turca de los estrechos es Estambul y Canakkale.

que llevó a Turquía a buscar apoyo en los EE. UU. y a unirse a la Alianza Atlántica en 1952<sup>34</sup>.

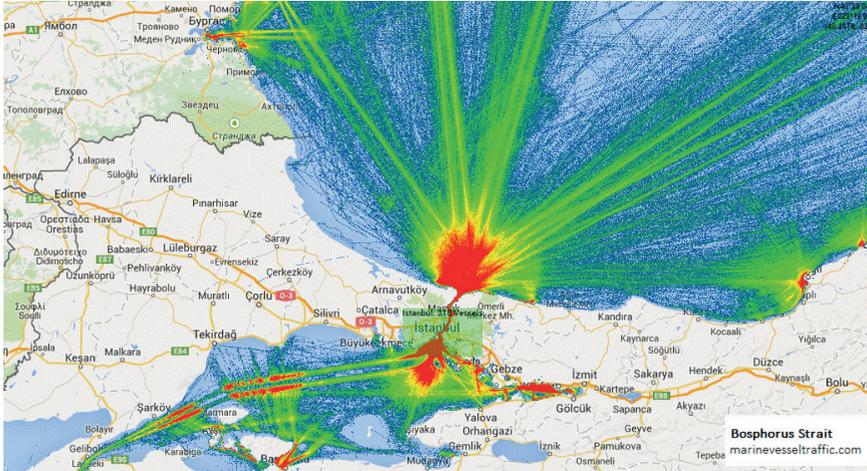


Figura 13. Densidad de tráfico en el Bósforo y los Dardanelos.  
Fuente: <https://www.marinevesseltraffic.com/>

Hoy en día, la navegación por sus aguas en dirección al mar Negro está regulada por la Convención de Montreux, en vigor desde hace 82 años y que permite la libre circulación de los buques mercantes, pero que impone limitaciones en el acceso al mar Negro de buques de guerra de los países no ribereños dependiendo de su tamaño, tonelaje total de la fuerza naval que lo cruza, solicitud previa de quince días y navegación de día<sup>35</sup>. Para países como Rusia, la Convención de Montreux, supone un elemento defensivo de cara a asegurar su posición estratégica en el mar Negro. En caso de conflicto, el tratado otorga a Turquía la posibilidad de cerrarlo unilateralmente si se siente amenazada. Desde un punto de vista geoestratégico, el canal ofrece adicionalmente a Turquía una mayor capacidad de negociación en el ámbito regional. Debido al importante tráfico marítimo existente, 43.000 buques cruzaron en 2019 por el mismo centro de Estambul, el riesgo de accidentes es elevado; las cifras de tránsito actuales rondan los 50.000 buques anuales, que transportan más de 650 millones de toneladas de diferentes tipos de mercancías.

<sup>34</sup> SÁNCHEZ TAPIA, Felipe. *Geopolítica en el Mediterráneo Oriental: algo más que gas*. Energía y Geoestrategia 2020. Publicaciones Ministerio de Defensa, mayo 2020. ISBN978-84-9091-470-0.

<sup>35</sup> Para más detalles sobre el régimen de tránsito y la interpretación actual de la Convención de Montreux se puede consultar en <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/816844>.

También existe la necesidad de que el tráfico por los estrechos sea más fluido. En este contexto, se ha planteado por el presidente Erdogan la construcción del canal de Estambul, que con 50 km de largo, uniría el mar de Mármara y el mar Negro. En cualquier caso, el canal, bajo soberanía turca, supondría una fuente de ingresos para el país a largo plazo, igual que Suez lo es para Egipto, ya que las autoridades turcas planean cobrar por su uso.

La libertad y seguridad de la navegación en los estrechos turcos son fundamentales para la exportación de petróleo y cereales desde el mar Negro. Aunque los datos varían ligeramente de un año a otro, al menos dos millones y medio de barriles de productos petrolíferos cruzan los estrechos hacia el Mediterráneo, siendo más del 80% crudo. Los exportadores son básicamente Rusia, Azerbaiyán y Kazajistán, si bien Rusia ha trasladado una parte importante de sus exportaciones a puertos del Báltico. En cuanto a los cereales, desde Rusia y Ucrania, a través de los estrechos turcos, se exporta prácticamente el 20% del comercio global de cereales.



Figura 14. Estrecho de Bab el-Mandeb

### Estrecho de Bab el-Mandeb

Pasando al océano Índico desde el Mediterráneo nos encontramos con el estrecho de Bab el-Mandeb. Se trata de una de las vías principales para el transporte de petróleo y gas, ya que a través de él circulan diariamente en torno a seis millones de barriles de crudo y sus derivados hacia Europa y América. Bab el-Mandeb

conecta el Mediterráneo, y por tanto el océano Atlántico, a través del canal de Suez con el océano Índico; es decir, conecta los mercados europeo, americano y asiático entre sí. Tiene una longitud aproximada de 64 millas náuticas y una anchura máxima de dieciséis millas entre la punta de Ras Siyan en Yibuti y la isla de Perim, que es territorio yemení; esta zona más estrecha se extiende hacia el norte a lo largo de la costa de Eritrea en el mar Rojo. La profundidad máxima es de 300 metros, es decir que permite el paso de buques de cualquier tamaño, y a pesar de los arrecifes costeros y algunas zonas con fuertes corrientes, lo cierto es que su tránsito no es un problema para la navegación.

Atraviesa una de las zonas de mayor inestabilidad y por tanto más peligrosas del mundo. La orilla africana pertenece a los Estados de Eritrea, Yibuti y Somalia, mientras que en la península arábiga corresponde a Yemen. Precisamente la inestabilidad política en Yemen y Somalia constituye hoy en día el riesgo principal en este estrecho y volveremos sobre ello, pero lo cierto es que la inestabilidad de la región viene de lejos.

La isla de Perim es la llave para el control del estrecho, y ya en 1513 los portugueses contemplaron la posibilidad de construir allí una fortaleza. Pasó a ser territorio del antiguo Yemen del Sur en 1967 y en ese mismo año el denominado Frente Nacional para la Liberación de Yemen intentó capturarla para bloquear el paso de petroleros con destino a Israel (al puerto de Eilat, en el golfo de Aqaba, más allá del estrecho de Tirán). Este grupo no tuvo éxito, pero en octubre de 1973, durante la guerra del Yom Kippur, Egipto proporcionó la ayuda necesaria para que el bloqueo fuera efectivo. Perim ha vuelto a ser noticia a partir de 2015 con la guerra civil de Yemen, pasando primero a manos de los rebeldes hutíes y encontrándose actualmente bajo el control de la coalición liderada por Arabia Saudí.

Volviendo a los países que rodean el estrecho, Yibuti es un territorio bastante estable y próspero en comparación con los países de su entorno, pero depende mucho de la inversión internacional. Se está convirtiendo en un centro regional de servicios portuarios gracias a estas inversiones, entre las que la china es muy importante. También tiene una importante presencia militar internacional, fundamentalmente de Francia, EE. UU. y China, que dispone allí de su primera base militar en el exterior. En este sentido hay que tener presente que China aún obtiene más o menos el 30% de sus importaciones de petróleo de los países árabes, por lo que por una parte está interesada en la estabilidad de Bab el-Mandeb



Figura 15. Riesgos en el estrecho de Bab el-Mandeb (fotografías Ministerio de Defensa, trinixi.ru, wordpress)

y Ormuz, y por otra esta región le ofrece una oportunidad para aumentar su presencia y desafiar la tradicional hegemonía americana en la zona, especialmente en Bab el-Mandeb y el golfo de Adén.

La Unión Europea, especialmente España, y Arabia Saudí mantienen una presencia naval continua en el área, al igual que Irán, Rusia e India, entre otras, en su salida hacia el Índico. Sin duda esta presencia continua ha contribuido a mejorar las condiciones de seguridad del tráfico marítimo en la región.

La orilla de la península arábiga es completamente diferente. La guerra civil en Yemen estalló en 2015 entre los rebeldes hutíes apoyados por Irán y el Gobierno sustentado por Arabia Saudí. Este conflicto ha tenido consecuencias directas en la seguridad del tráfico marítimo debido a la contrastada capacidad militar de los rebeldes hutíes y a la presencia de Al Qaeda, que lleva establecida en el suroeste de la península arábiga desde antes del ataque a las torres gemelas. Los ataques terroristas o de los rebeldes son relativamente frecuentes y emplean muy diversos medios, desde misiles a minas pasando por botes explosivos y drones. Los más conocidos son el ataque al petrolero francés *Limburg* en octubre de 2002 cerca de la terminal petrolífera saudí de Ras Tanura, y al destructor norteamericano *USS Cole* en Adén en octubre de 2000 que causó 17 muertos. Más recientemente se han repetido ataques contra buques saudíes y de Emiratos Árabes Unidos tanto civiles como militares, como los ataques a la

fragata saudí *Al Madinah* en enero de 2017 que causó dos muertos y al petrolero *Abqaiq* de la misma nacionalidad en enero de 2020, o el más reciente secuestro del buque de bandera emiratí *Rwabi* por rebeldes hutíes el 2 de enero de 2022<sup>36</sup>. Además, las minas han causado estragos entre los pescadores locales difíciles de cuantificar; entre 2015 y 2019 las fuerzas de la coalición liderada por Arabia Saudí habrían neutralizado más de 90 minas.

A la sombra de este conflicto armado yemení surgió en 2019 un conflicto naval híbrido entre Israel e Irán que afecta tanto a Bab el-Mandeb como a Ormuz. Se acusa a Israel de atacar petroleros iraníes en tránsito hacia Siria<sup>37</sup>, pudiendo ser el primero de ellos el *Sabiti* en octubre de 2019<sup>38</sup>. Pero lo mismo ocurre con Irán, a quién se acusa de los ataques en el golfo Pérsico contra los mercantes de bandera israelí *Helios Ray*<sup>39</sup> en febrero de 2021 y contra un buque portacontenedores<sup>40</sup> de bandera de Liberia y armador israelí en marzo del mismo año. Quizá el incidente de mayor relevancia haya sido el ataque en abril de 2021 contra el mercante iraní *Saviz*<sup>41</sup>, que llevaba fondeado frente a la isla de Perim desde 2016 y que podría haber estado operando como base de elementos de la Guardia Revolucionaria Islámica de Irán en funciones de vigilancia marítima. Este conflicto sigue latente y es complicado anticipar cómo podría evolucionar, pero lo que sí está claro es que constituye un riesgo para el tráfico marítimo regional e internacional.

En la orilla sur de la salida de Bab el-Mandeb hacia el Índico, el golfo de Adén, se encuentra Somalia, un Estado fallido en el que desde 2004 renació la piratería. Inicialmente los ataques se dirigieron contra los buques del Programa Mundial de Alimentos de Naciones Unidas que transportaban ayuda humanitaria a la propia Somalia, pero después se extendieron a cualquier tipo de buque y los piratas llegaron a actuar a más de 300 millas de sus campamentos en las costas somalíes. El objetivo de los piratas era, y sigue siendo,

<sup>36</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-01-03/houthis-hijacked-uae-flagged-cargo-ship-saudi-coalition-says>.

<sup>37</sup> <https://www.wsj.com/articles/israel-strikes-target-iranian-oil-bound-for-syria-11615492789>.

<sup>38</sup> <https://www.bbc.com/news/world-middle-east-50040670>.

<sup>39</sup> <https://www.theguardian.com/world/2021/mar/01/netanyahu-accuses-iran-israel-ship-blast-gulf-helios-ray>.

<sup>40</sup> <https://www.haaretz.com/israel-news/iran-israel-missile-ship-arabian-sea-naval-war-1.9655551>.

<sup>41</sup> <https://www.theguardian.com/world/2021/apr/07/iran-acknowledges-attack-on-ship-thought-to-be-used-as-military-base>.

secuestrar los barcos con su tripulación para fondearlos frente a sus campamentos y cobrar un rescate por su liberación. Solo en el primer trimestre de 2009 hubo 102 incidentes de piratería de acuerdo con los registros del International Maritime Bureau Piracy Reporting Centre<sup>42</sup>, lo que multiplicó por diez el coste medio de los seguros por cruzar el golfo de Adén y Bab el-Mandeb.

La cuestión de los seguros es importante. Los seguros marítimos protegen la carga, el buque en sí y la responsabilidad ante terceros por colisiones, vertidos u otras incidencias, contratándose habitualmente con compañías diferentes. En los tránsitos por zonas de conflicto se aplica una prima adicional que cubre lo que se conoce como «riesgo de guerra», y puede aplicarse y cubrir zonas de piratería como fue el caso del estrecho de Malaca en 2005. Para el caso de la piratería en Somalia se establecieron también pólizas específicas denominadas «de secuestro y rescate» que se pueden contratar cada vez que se navega por esa zona y cuyo importe podía rondar los 30.000 dólares<sup>43</sup> por tránsito.

Los armadores también han tenido que afrontar alguna demanda por parte de las tripulaciones de buques secuestrados sobre la base de que las compañías o sus capitanes no habían tomado las medidas de seguridad necesarias para prevenir el secuestro. Tal es el caso del buque de bandera de EE. UU. *Maersk Alabama*, un caso muy conocido por la película *Capitán Phillips*, protagonizada por el actor Tom Hanks. El *Maersk Alabama* fue asaltado y secuestrado el 7 de abril de 2009 cuando navegaba en demanda de Mombasa. Tras la liberación varios miembros de la tripulación denunciaron a Maersk Lines Limited and Waterman Steamship Corporation, la empresa que los había contratado para marinar el *Maersk Alabama*, por haberlos enviado sin protección a navegar por aguas infestadas de piratas<sup>44</sup>. En 2017 las partes alcanzaron un acuerdo económico.

El riesgo de piratería hizo que la Unión Europea lanzara en 2008 la operación Atalanta, cuya última revisión estratégica en 2020 ha reconocido la necesidad de ampliar sus tareas no ejecutivas para incluir la monitorización de otros tráfico ilícitos como los de armas, drogas y carbón, actividades que ya se venían con-

<sup>42</sup> <https://www.icc-ccs.org/piracy-reporting-centre>.

<sup>43</sup> (27 de mayo de 2009). «Shipping insurance sky-rockets as pirate attacks increase». *DW Business*; «Economy and finance news from a german perspective». *DW Business*.

<sup>44</sup> La explicación del caso por el abogado de uno de los bufetes demandantes está disponible en [https://www.vbattorneys.com/case\\_results/maersk-settles-lawsuit-piracy](https://www.vbattorneys.com/case_results/maersk-settles-lawsuit-piracy).

trolando desde prácticamente el ataque a las torres gemelas. El éxito de la operación Atalanta contra la piratería en Somalia, donde el último ataque registrado se remonta a 2019, no debe hacernos olvidar que las redes piratas siguen existiendo, si bien dedicadas a otras actividades ilícitas. El cese de la presión naval sobre los grupos de piratas sin duda les animará a retomar sus lucrativas actividades.



Figura 16. Estrecho de Ormuz. Fuente: Dr. M. Izadu. [www.gulf2000.columbia.edu](http://www.gulf2000.columbia.edu)

## El estrecho de Ormuz

El estrecho de Ormuz es el segundo punto focal del océano Índico y tiene una enorme relevancia global. Conecta el golfo Pérsico con el golfo de Omán y el océano Índico, y en la práctica está controlado por Irán. Es una vía fundamental para el transporte de petróleo y por ella circulan 21 millones de barriles de crudo diarios, que suponen aproximadamente el 20% de la producción mundial y el 30% del petróleo que se transporta por vía marítima. Por él transita la mayor parte del petróleo de Arabia Saudí, Irán, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, así como la mayoría del gas natural licuado de Catar, el mayor productor mundial. De hecho, este estrecho conecta a los productores de petróleo de Oriente Medio con mercados clave en Asia-Pacífico, Europa y América del

Norte. Esto lo convierte probablemente en el paso más importante para la producción petrolera mundial.

En su punto más angosto, el estrecho separa a Omán de Irán, las dos naciones ribereñas, por apenas de 20 millas. Ormuz es lo suficientemente profundo como para permitir el paso de los barcos petroleros más grandes del mundo y de submarinos en inmersión.

La región de Ormuz es muy compleja desde el punto de vista político. Omán es una nación pacífica y un factor de estabilidad para la región. De hecho ha actuado como mediador en crisis regionales e incluso discretamente entre Teherán y Washington con motivo del programa nuclear iraní. Por otra parte, Omán es el único país del Consejo de Cooperación del Golfo<sup>45</sup> que no forma parte de la coalición liderada por Arabia Saudí en la guerra civil de Yemen.

Por lo que al régimen de navegación en el estrecho de Ormuz se refiere, Omán es firmante y ha ratificado la CDNUM. En 1972 fijó por ley su mar territorial en 12 millas, estableciendo que ejerce su soberanía en armonía con el paso inocente por los estrechos internacionales de buques y aeronaves de otras naciones; así mismo, afirma que los buques de guerra de otras nacionalidades disfrutarán del derecho de paso inocente por el mar territorial omaní previa autorización, y que los submarinos también disfrutarán de este derecho pero navegando en superficie y mostrando el pabellón. Recordemos que la CNUDM reconocía en los estrechos internacionales el derecho de paso en tránsito, permitiendo el paso de buques de guerra, submarinos en inmersión y el sobrevuelo de aeronaves sin necesidad de notificación o autorización previa.



**Figura 17. La guerra de los petroleros (Fotografía: [www.negativecolors.com](http://www.negativecolors.com))**

<sup>45</sup> El Consejo de Cooperación del Golfo incluye a los Emiratos Árabes Unidos (EAU), al Reino de Baréin, al Reino de Arabia Saudí, al Sultanato de Omán, al Estado de Catar y al Estado de Kuwait.

Irán, en cambio, es un Estado que se encuentra envuelto en varios conflictos de carácter regional e internacional por todos conocidos, algunos de ellos de larga duración. Irán ha amenazado en varias ocasiones con cerrar el estrecho de Ormuz y, aunque nunca ha llegado a hacerlo, sí es cierto que periódicamente lanza mensajes sobre su intención de ejercitar sus supuestos derechos soberanos. De hecho ya empezó a hacerlo durante el que quizá sea el conflicto más conocido en la historia del golfo Pérsico, la guerra entre Irán e Irak en la década de los 80 (1980-1988) que de hecho se llegó a conocer como la «guerra de los petroleros». Conscientes de la importancia de este paso para la seguridad energética mundial, ambos países dedicaron grandes esfuerzos a atacar los petroleros del contrario que transitaban tanto por el estrecho como por el golfo Pérsico en un intento por desestabilizar las finanzas del rival, muy dependientes del petróleo en ambos contendientes, y también para forzar apoyos de otras naciones sobre la base de su dependencia de los hidrocarburos del Golfo. Tal fue la gravedad de esta escalada de ataques al tráfico marítimo, que puso en serio riesgo las rutas de hidrocarburos y la marina de EE. UU. acabó escoltando petroleros en la zona, accediendo además a que barcos kuwaitíes navegasen bajo la bandera estadounidense como forma de protección<sup>46</sup>.

Irán ha firmado pero no ratificado la CNUDM, y lo mismo sucede con la Convención de Ginebra de 1958 sobre el mar territorial y la zona contigua. Su Parlamento aprobó en 1993 una ley sobre los espacios marítimos de la República Islámica de Irán en el golfo Pérsico y golfo de Omán. Como en el caso de Omán, se refiere al derecho de paso inocente y no al paso en tránsito, y además establece el requisito de autorización previa para el paso de buques de guerra, buques de propulsión nuclear y buques que transporten mercancías tóxicas. También como en el caso omaní, se requiere a los submarinos que transiten en superficie y mostrando el pabellón. La interpretación que Irán hace la CNUDM parte de negar que el carácter consuetudinario de buena parte de sus Artículos tenga carácter de obligatorio cumplimiento. En particular, Irán considera que el Artículo 21 de la CNUDM relativo al derecho de paso inocente debe entenderse en conjunción con el Artículo 25 sobre derechos de protección del Estado ribereño, que reconoce su potestad para tomar en su mar territorial las medidas necesarias para impedir todo paso que no sea inocente, y suspender temporalmente, en determinadas áreas de su mar

<sup>46</sup> <https://apnews.com/article/a71990e65bdbbf6af81f2a7f89b959e2>.

territorial, el paso inocente de buques extranjeros si dicha suspensión es indispensable para la protección de su seguridad<sup>47</sup>.

En tiempos más recientes la zona del estrecho de Ormuz sigue siendo un foco de tensión importante. Junto con el golfo Pérsico y la costa circundante, es un punto de choque frecuente entre las grandes potencias de la zona, Arabia Saudí e Irán. EE.UU. también está presente en esta disputa, ya que tiene amplios intereses geopolíticos en la región, desde el propio flujo de hidrocarburos hasta una base naval en Baréin, sede de la Quinta Flota. Sin embargo, los movimientos navales estadounidenses en la zona siempre son precavidos: Irán ha desarrollado una doctrina naval defensiva con un amplio número de lanchas torpederas y lanzamisiles que podrían ser una muy seria amenaza para una flota de grandes buques de guerra en un lugar tan angosto como Ormuz. Por todo ello, el estrecho de Ormuz es uno de los puntos clave de la geopolítica mundial y de la región de Oriente Próximo.

Los incidentes con la marina de guerra de EE. UU. son relativamente frecuentes, y especialmente a partir de 2012 tras la imposición de las primeras sanciones por parte de las democracias occidentales con motivo del programa nuclear iraní. Quizá el más llamativo y también de los más recientes tuvo lugar en mayo de 2021<sup>48</sup>, cuando los buques que escoltaban al submarino nuclear *USS Georgia* efectuaron disparos de aviso contra trece embarcaciones de la Guardia Revolucionaria Islámica de Irán que se acercaron a menos de 150 metros del submarino. A menudo este tipo de hostigamiento tiene lugar bajo la cobertura de reclamaciones legales sobre el espacio marítimo de Ormuz, dentro claramente de una estrategia a largo plazo en lo que se conoce como «zona gris» del conflicto<sup>49</sup>. El caso del buque quimiquero de bandera

---

<sup>47</sup> Un estudio muy interesante sobre la postura iraní en Ormuz es el de la profesora de la Universidad Complutense de Madrid Ana Gemma López Martín: «El cierre del estrecho de Ormuz: un análisis desde el derecho internacional». Puede consultarse en: <http://www.reei.org/index.php/revista/num25/articulos/cierre-estrecho-ormuz-analisis-desde-derecho-internacional>.

<sup>48</sup> <https://www.bbc.com/news/world-middle-east-57066277>.

<sup>49</sup> El profesor Javier Jordán, de la Universidad de Granada, lo define como «el espacio intermedio en el espectro de conflicto político que separa la competición acorde con las pautas convencionales de hacer política (blanco), del enfrentamiento armado directo y continuado (negro). El conflicto en la zona gris gira en torno a una incompatibilidad relevante para al menos uno de los actores. Las estrategias utilizadas son multidimensionales –también conocidas como híbridas–, de implementación gradual y con objetivos a largo plazo».

surcoreana *Hankuk Chemi* es un ejemplo de cómo actúa Irán<sup>50</sup> en este contexto de «zona gris». El buque salió del puerto saudí de Al Jubayl el 4 de enero de 2021 cargado con más de 7.000 toneladas de etanol y fue abordado por las autoridades iraníes mientras transitaba por el estrecho de Ormuz, alegando repetidas violaciones de la normativa medioambiental. El incidente prácticamente coincidió con la congelación de fondos bancarios iraníes en Corea del Sur por valor de 7.000 millones de dólares a petición de EE. UU., por lo que el apresamiento del *Hankuk Chemi* se interpreta como una represalia iraní. No es la primera vez que Irán actúa de esta manera; en julio de 2019 apresó en Ormuz al buque de bandera británica *Stena Impero*<sup>51</sup> en represalia por la detención en Gibraltar días antes del petrolero *Grace I*, que transportaba petróleo iraní a la refinería siria de Baniyas desafiando las sanciones impuestas por la Unión Europea al Gobierno de Bashar al-Asad.

A pesar de lo pretendido en las legislaciones omaní e iraní, los submarinos ejercen el derecho de paso en tránsito por el estrecho de Ormuz aprovechando la profundidad de sus aguas. Sin embargo el tránsito en inmersión no es fácil y se han producido accidentes, como la colisión del submarino *USS Newport News*<sup>52</sup> y el petrolero japonés de 300.000 toneladas *Mogamigawa* el 8 de enero de 2007, o la que tuvo lugar el 20 de marzo de 2009 entre el submarino *USS Hartford* y el buque anfibio *USS New Orleans*<sup>53</sup>. En ninguno de los dos casos se produjeron daños materiales relevantes ni desgracias personales.

Como ya hemos visto en otros estrechos y canales, en Ormuz también se han considerado alternativas al estrecho para el movimiento de mercancías, y en concreto del petróleo producido en el golfo Pérsico. El 23 de julio de 2021, Irán anunció la apertura de su primera terminal petrolera en el golfo de Omán<sup>54</sup>, una medida que le permitirá al país persa evitar el uso de la ruta marítima del estrecho de Ormuz para sus exportaciones de petróleo. Esta nueva terminal se encuentra ubicada cerca del puerto de Jask, en el golfo de Omán, justo al sur del estrecho de Ormuz. Con esta medida, Irán dispone de una opción de gran valor estratégico

<sup>50</sup> <https://www.chinadailyhk.com/article/154060>.

<sup>51</sup> <https://www.bbc.com/news/uk-49053383>.

<sup>52</sup> <https://www.cbsnews.com/news/us-sub-japanese-tanker-collide/>.

<sup>53</sup> <https://www.nbcnews.com/id/wbna34019879>.

<sup>54</sup> <https://www.tehrantimes.com/news/464056/Jask-oil-terminal-s-offshore-pipeline-completed>.



Figura 18. Terminal petrolera iraní de Jask (fotografía France Press)

para la exportación de petróleo evitando el estrecho de Ormuz cuando las sanciones se levanten<sup>55</sup>, que incluso podrían tener un coste menor al evitar este punto focal que es fuente continua de riesgos para el tráfico marítimo. Asimismo, Irán busca diversificar su exportación petrolífera hacia países como China o India, a quienes esta nueva ruta ofrece un acceso más directo.

Irán no ha sido el único en buscar alternativas al tránsito de Ormuz para la exportación de hidrocarburos. Emiratos Árabes Unidos opera un oleoducto de 360 kilómetros de longitud entre Habshan en el golfo Pérsico y Fujairah en el mar Árabe. La terminal de carga de Fujairah sufrió un ataque el 13 de junio de 2019 en el que cuatro buques que se encontraban en su fondeadero sufrieron daños de distinta consideración, entre ellos dos petroleros saudíes<sup>56</sup>.

Ormuz sigue siendo un espacio marítimo en el que naciones marítimas ejercen el derecho de paso en tránsito o paso inocente sin notificación previa en defensa del principio general de libertad de

<sup>55</sup> <https://www.france24.com/en/live-news/20210723-iran-s-new-oil-terminal-aims-to-bypass-gulf-chokepoint-say-analysts>.

<sup>56</sup> <https://www.reuters.com/article/us-saudi-oil-tankers-fujairah-idUSKCN1SJ088>.

navegación establecido en la CNUDM, mientras que Irán continúa demostrando su voluntad de ejercitar lo que considera sus derechos soberanos mediante demostraciones periódicas de fuerza en la mar, hostigamientos y declaraciones amenazando con el cierre del estrecho.

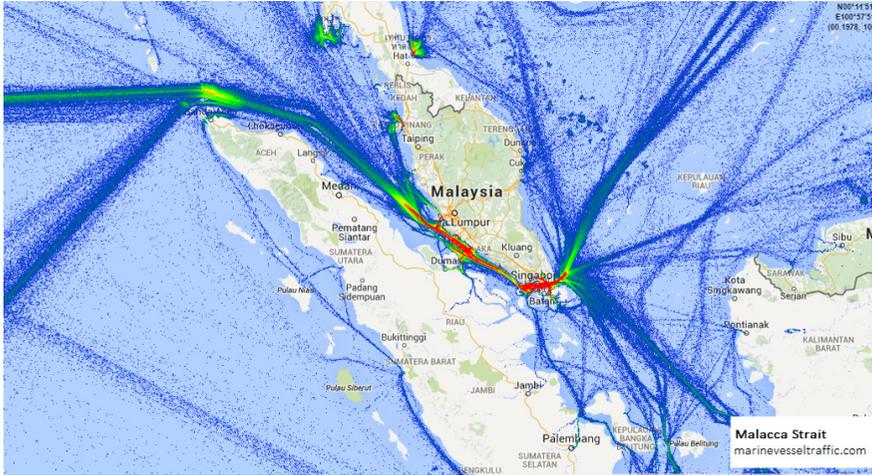


Figura 19. Densidad de tráfico los estrechos de Malaca y Singapur.  
Fuente: <https://www.marinevesseltraffic.com/>

### Estrechos de Malaca y Singapur

El último punto focal que vamos a estudiar en el Índico es el formado por los estrechos de Malaca y Singapur, que constituyen una unidad desde el punto de vista del tráfico marítimo internacional. Conectan el mar de China y el océano Índico y conforman el estrecho internacional con más tráfico del mundo; más de la mitad del comercio marítimo mundial pasa anualmente por los estrechos según la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD, por sus siglas en inglés). Alrededor de 100.000 buques los recorren cada año; si bien Ormuz tiene algo más de tráfico en petroleros (en número de buques y tonelaje de hidrocarburos), en carga general es sin duda el estrecho más importante. Es el paso obligado para acceder al océano Pacífico, donde se encuentran diecisiete de los veinte puertos más grandes del mundo: catorce en China incluyendo Hong Kong, Singapur y los puertos surcoreanos de Busan y Gwangyang.

Este punto focal tiene una longitud superior a las 500 millas, teniendo en cuenta ambos estrechos, una profundidad media de 25 metros y un ancho de una milla y media en su punto más estrecho

en la zona de Singapur, donde además tiene su menor profundidad, 22 metros. Estas características físicas fijan el tamaño máximo de los buques que pueden transitar por los estrechos, los denominados «Malaccamax» que tienen dimensiones máximas de 333 metros de eslora, 60 de manga, 20,5 de calado y desplazamiento de 300.00 toneladas.

Los estrechos de Malaca y Singapur constituyen una de las vías de navegación críticas de Asia, ya que unen China, India y el Sudeste Asiático entre sí, además de los países productores de petróleo de Oriente Medio con China, Japón y Corea. Más de 130.000 buques visitan cada año Singapur después de atravesar Malaca. Se estima que más del 25% de los contenedores que recorren el mundo pasan por esta vía de navegación, así como la mayoría de las manufacturas chinas, japonesas y coreanas.

Las vías alternativas entre el Pacífico y el Índico tienen otro tipo de dificultades geográficas y alargan significativamente los tránsitos: el estrecho de Sunda en 865 millas y 2 días de navegación, y el estrecho de Lombok en 1.240 millas y unos cuatro días de mar. Se ha considerado incluso la posibilidad de construir un canal artificial en territorio tailandés, el Khlong Thai Canal<sup>57</sup>, que podría tener entre 100 y 120 kilómetros de longitud dependiendo de la localización exacta de construcción. Este canal podría ahorrar hasta 850 millas y dos días de mar respecto al tránsito por Malaca y Singapur. No hace mucho China trató de impulsar el proyecto como parte de su nueva ruta de la seda, pero Tailandia, preocupada por el posible impacto que la implicación china podría tener en el futuro sobre su soberanía nacional, lo desechó en septiembre de 2020<sup>58</sup>.

Malasia, Singapur e Indonesia son los Estados ribereños de los estrechos de Malaca y Singapur. En noviembre de 1971 Malasia e Indonesia declararon conjuntamente que Malaca no era un estrecho internacional, pero autorizaban el tránsito de buques extranjeros bajo el principio de paso inocente; Singapur no se unió a esta declaración. La presión de las grandes potencias, especialmente de EE. UU., ha moderado la pretensión de estos Estados ribereños, sobre todo en el caso de Indonesia, de la que

---

<sup>57</sup> Aún se utiliza en lugar de esta denominación la original de Kra Canal, derivada de la localización inicialmente propuesta pero ya desechada.

<sup>58</sup> <https://foreignpolicy.com/2020/09/01/china-india-conflict-thai-kra-canal/>.  
<https://www.newindianexpress.com/opinions/2020/sep/11/to-build-or-not-to-build-thai-kra-canal-dilemma-and-china-2195302.html>.

se espera que proteja la libertad de navegación no solo en los estrechos, sino en las múltiples rutas marítimas que cruzan sus archipiélagos.



Figura 20. Fondeadero de Singapur (fotografía <https://www.nippon-foundation.or.jp>)

En esta vía la piratería y el robo a mano armada, para distinguir hechos que tienen lugar fuera o dentro del mar territorial, es un riesgo permanente para los buques que la transitan. Esta actividad está centrada fundamentalmente en el robo de equipos y suministros de a bordo, y no tanto en el secuestro de las dotaciones como ocurre en el golfo de Guinea, o de los propios buques como frente a Somalia. También existe cierta amenaza de los grupos terroristas de corte islamista que operan en la región. Por esta razón, en 2005 el Lloyd's Joint War Committee<sup>59</sup> declaró los estrechos como zona de riesgo (*Listed Area* de acuerdo con la terminología del comité), con la obligación de armadores y consignatarios de notificar el tránsito de sus buques y cargas por los estrechos y el consiguiente aumento del coste de seguros y fletes. Ese mismo año los tres Estados ribereños reaccionaron y

<sup>59</sup> Reúne a las aseguradoras del Lloyd's Market Association y a las que forman el International Underwriting Association of London (IUA), básicamente las aseguradoras y reaseguradoras establecidas en Londres que no forman parte de Lloyd's. Para más información sobre el Joint Warfare Committee se puede consultar: <https://www.lmalloyds.com/lma/jointwar>.

establecieron un sistema de vigilancia e intercambio de información para mejorar la seguridad marítima en los estrechos. Esta iniciativa incluye patrullas combinadas de buques de las marinas de guerra de las tres naciones, la coordinación de la vigilancia con aviones de patrulla marítima (donde también participa Tailandia), y un centro de fusión de información que evalúa y explota lo obtenido durante las actividades de vigilancia. En 2006 el Lloyd's Joint War Committee retiró la calificación de zona de riesgo a los estrechos de Malaca y Singapur.

Pero quizá el riesgo mayor para la navegación sea la propia climatología de la zona combinada con la densidad de tráfico y la convivencia de buques de muy distintos tipos, desde grandes y modernos portacontenedores a pequeños pesqueros. Por una parte, las lluvias torrenciales, nieblas, fuertes corrientes y bancos de arena cambiantes constituyen un riesgo permanente para la navegación. Por otra, el tráfico de buques de más de 300 toneladas por el estrecho pasó de 59.000 en el año 2000 a más de 85.000 en 2018, manteniendo la tendencia a aumentar. Este tráfico principal se combina con más de 10.000 cruces anuales de tráfico menor, ferrys, etc, para los que no existe normativa concreta. Todo ello ha dado lugar a numerosos accidentes de distintas clases, más de 1.000 en los últimos 25 años, que en muchos casos han dado lugar a la pérdida de vidas humanas y a episodios de contaminación con combustibles y otros tipos de hidrocarburos.

La preocupación por la seguridad de la navegación en los estrechos llevó a Japón a crear tan temprano como en 1969 un consejo que coordina con los Estados ribereños proyectos cooperativos para la actualización de la cartografía marina, el mantenimiento de las ayudas a la navegación o la financiación de buques de apoyo. También Japón ha promovido la creación en Singapur en 2006 de un centro para combatir el crimen y la piratería en los estrechos, el ReCAAP, del que no forman parte Malasia ni Indonesia<sup>60</sup>.

Por último, el estrecho de Malaca se encuentra en una zona de creciente tensión por la competencia entre las grandes potencias, fundamentalmente China y EE. UU., con presencia militar permanente de ambas naciones en la mar.

---

<sup>60</sup> Para más información se puede visitar su página oficial en <https://www.recaap.org/>.

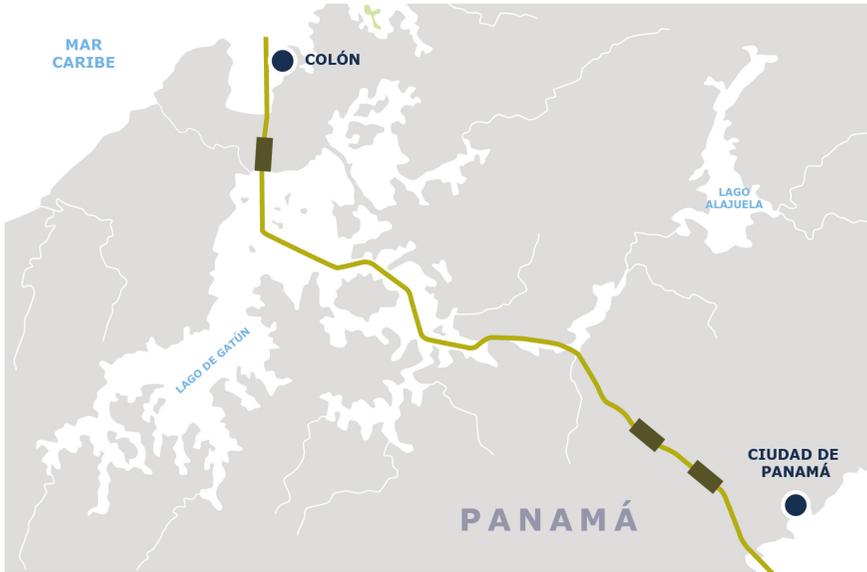


Figura 21. Canal de Panamá

### Canal de Panamá

Pasando al océano Atlántico, el punto focal principal es el canal de Panamá. Esta infraestructura utiliza un sistema de esclusas entre lagos naturales para unir los océanos Atlántico y Pacífico; tiene una longitud de 80 kms. Discurre por territorio panameño y está administrado por Panamá desde el 31 de diciembre de 1999. Hasta entonces pasó por distintas vicisitudes, desde tener EE.UU. derechos soberanos en el Tratado de 1903 hasta cederlos a Panamá con derecho de explotación por 20 años desde 1977, manteniendo la presencia militar norteamericana.

El canal de Panamá, terminado y abierto al tránsito en 1914, tiene un régimen similar al de Suez, primando la libertad de navegación tanto en tiempo de paz como de guerra. Su estatuto se rige por el Tratado Carter-Torrijos de 7 de septiembre de 1977<sup>61</sup>. Uno de sus Artículos, dedicado a la neutralidad y al funcionamiento del canal, lo declara como una vía de tránsito internacional permanentemente neutral, régimen que también se aplicará en caso de guerra para el tránsito pacífico de buques de todas las

<sup>61</sup> Puede consultarse en la página web de la Autoridad del Canal de Panamá en el siguiente enlace: <https://wpeus2sat01.blob.core.windows.net/micanaldev/2018/fundamentoslegales/acp-plan-ref-tratado.pdf>.

naciones. En este tratado se otorgaba a los EE. UU. participación para garantizar la neutralidad del canal. El 31 de diciembre de 1999 finalizó el periodo de transición y los EE. UU. devolvieron a la República de Panamá la soberanía plena e indefinida sobre la zona del canal, que es ejercida por la Autoridad del Canal de Panamá una entidad plenamente panameña.

Como ya hemos mencionado, el canal está protegido por un tratado de neutralidad que permite su uso por buques de cualquier nacionalidad, reservando a EE. UU., el derecho a intervenir militarmente en caso de conflicto para protegerlo. Esta contingencia se ensaya cada año en el ejercicio militar Panamax, un ejercicio de las Fuerzas Armadas panameñas orientado a la protección del canal con el apoyo de las Fuerzas Armadas de EE. UU. y la participación de observadores e instructores de otras naciones del continente.

El canal admite buques del tipo llamado «Panamax», con eslora máxima de 294 metros y manga de 32, si bien las nuevas esclusas después de la ampliación han dado lugar a un nuevo tipo de buque, el «Neopanamax»<sup>62</sup>, que puede alcanzar los 360 metros de eslora y los 49 de manga. Un buque que navegue de la costa este a la oeste de EE. UU. ahorra 8.000 millas y 21 días de navegación en comparación con la derrota que se seguiría por el estrecho de Magallanes. Según el informe anual de la autoridad del canal correspondiente a 2019<sup>63</sup>, un año de actividad normal en comparación con 2020, en ese año pasaron a través del canal más de 470 millones de toneladas de mercancías, un 6% más que en 2018 y un 16% más que en 2017, lo que produjo unos ingresos a Panamá de 2.592 millones de dólares. El mayor número de buques correspondió a petroleros y quimiqueros, seguidos por buques de carga a granel y portacontenedores; en cuanto a volumen de carga, en primer lugar se encuentran los hidrocarburos, seguidos de la carga en contenedores y de la carga a granel. Es interesante conocer la procedencia y destino de cada tipo de carga: el 61% de la carga en contenedores procede de Asia con destino a la costa este de EE. UU.; el petróleo crudo transita de la costa este de EE. UU. hacia Corea del Sur, Japón y Chile principalmente; en cuanto a cereales a granel, la ruta principal es de la costa este de EE. UU. a Asia.

<sup>62</sup> En septiembre de 2019 el buque *Magellan* de la naviera CMA CGM, de 51.29 metros de manga y 365,50 metros de eslora, superó el récord de máxima capacidad permitida con un total de 15.455 TEU.

<sup>63</sup> <https://micanaldepanama.com/wp-content/uploads/2020/01/InformeAnual-2019-2.pdf>.



Figura 22. Esclusa de Agua Clara, ampliada y modernizada en 2016 (fotografía [www.noticiaslogisticaytransporte.com](http://www.noticiaslogisticaytransporte.com))

Con la apertura de la ampliación del canal en 2016, ha cambiado también la gestión de suministros en EE. UU. en relación con Asia, pasando el centro de gravedad de la costa oeste a la este<sup>64</sup>. En el año 2000 el 82% del volumen de carga procedente de Asia se gestionaba en los puertos de la costa oeste estadounidense, y desde allí se distribuía mediante camiones y trenes a la costa este; en 2018 ese porcentaje se había reducido ya al 64%. Desde la apertura de la ampliación en 2016, por ejemplo, los puertos de Carolina del Sur gestionan un 105% más de carga procedente de Asia. Estos cambios traerán consigo nuevos centros de distribución, infraestructuras, movimientos de población, etc, en un ejemplo de cómo una infraestructura crítica puede modificar la estructura comercial de una región o nación.

Prueba de la importancia estratégica del canal, o quizá mejor de la importancia estratégica de conectar Atlántico y Pacífico por el camino más corto, fue el otorgamiento por parte del Gobierno de Nicaragua en 2013 de una concesión a la firma Hong Kong Nicaragua Canal Development o HKND Group para construir y explotar un canal de 280 kilómetros de longitud que rivalizaría

<sup>64</sup> <https://knowledge-leader.colliers.com/editor/panama-canal-expansion-primary-driver-east-coast-port-growth/>.

con el de Panamá. La concesión es por cincuenta años prorrogable otros cincuenta. Razones financieras y la falta de apoyo, por el momento, del Gobierno de la República Popular de China han hecho que las obras estén detenidas indefinidamente.

## El Ártico, las nuevas rutas

Repasadas las características y circunstancias de los principales estrechos internacionales y canales actualmente en uso, es interesante pensar qué otras áreas geográficas podrían constituir puntos focales de tráfico marítimo en el futuro. En este sentido sin duda aparece como primera posibilidad, quizá pronto una realidad, la conexión entre los océanos Atlántico y Pacífico a través del Ártico.

### La ruta marítima bajo el hielo del Ártico

Comparación entre la ruta del Norte ↗ y la del Canal de Suez ↘

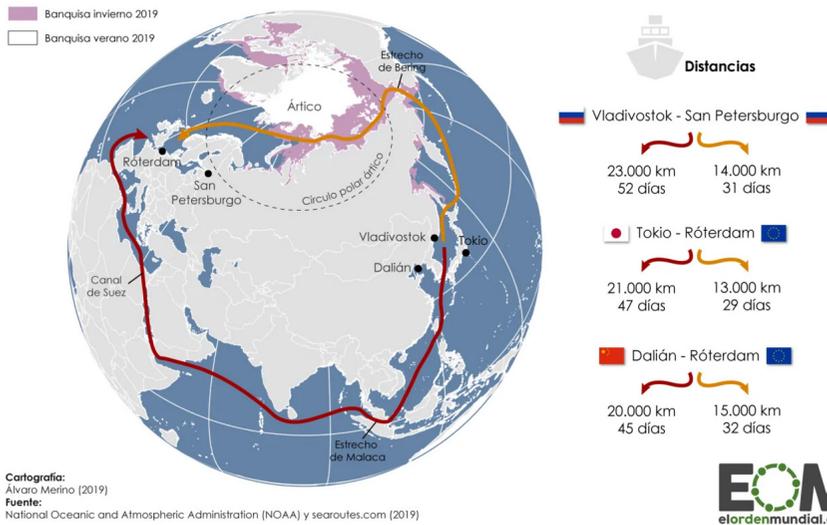


Figura 23. La ruta del Ártico. Fuente: <https://elordenmundial.com/>

El casquete polar ártico se está reduciendo como consecuencia del calentamiento global<sup>65</sup>. Esta situación puede abrir nuevas rutas marítimas al comercio global que podrían ser alternativas a las existentes y que han demostrado su vulnerabilidad como

<sup>65</sup> Información actualizada con los últimos datos medioambientales del Arctic Monitoring and Assessment Programme en la página web <https://www.amap.no/documents/download/6759/inline>.

hemos visto<sup>66</sup>. La explotación del Ártico, tanto de sus recursos naturales<sup>67</sup> como de las posibles vías de navegación, tiene sus riesgos técnicos, medioambientales y geopolíticos, pero aún así las grandes potencias y las naciones geográficamente más próximas están dando pasos en esa dirección.

Existen cuatro rutas emergentes para atravesar el Ártico<sup>68</sup>:

- La ruta del norte (Nothern Sea Route, NSR por sus siglas en inglés), a lo largo de la costa ártica rusa. Esta es la que podría quedar antes libre de hielos y por tanto la más interesante desde el punto de vista comercial. Reduce el tránsito del sudeste asiático a Europa occidental en más de 4.000 millas y entre 10 y 15 días de navegación con respecto a la ruta de Suez.
- El paso del noroeste (Northwest Passage, NWP por sus siglas en inglés) recorre la costa canadiense y de Alaska, que podría reducir hasta en 5.000 millas el tránsito entre el sudeste asiático y Europa occidental en comparación con el paso del canal de Panamá. Si bien este paso estuvo abierto durante el verano de 2007, hay dudas sobre la disponibilidad de esta ruta a largo plazo.
- La ruta transpolar (Transpolar Route, TSR por sus siglas en inglés), a través del centro de casquete polar, una ruta que aún es una mera hipótesis.
- El puente ártico, que podría unir Murmansk y Narvik con Canadá para el tráfico de grano, si bien no es realmente una ruta que atraviese el Ártico como las anteriores.

La posibilidad de explotación de los recursos del Ártico y el aprovechamiento de posibles rutas comerciales ha planteado no pocos conflictos entre las naciones ribereñas en relación con la

<sup>66</sup> En el verano 2009 la compañía alemana Beluga Shipping envió dos buques de carga general, el *Beluga Fraternity* y *Beluga Foresight*, desde Yangpu a Rotterdam por la ruta del norte para evaluar su coste evitando el paso por Suez y por Malaca.

<sup>67</sup> La explotación de los recursos en la región ártica no es objeto de este trabajo, pero creemos que es interesante mencionar que se estima que en el subsuelo ártico podría haber reservas de petróleo en torno a noventa mil millones de barriles, aproximadamente la quinta parte de las reservas globales de gas natural, y nodos de metales preciosos y tierras raras difíciles de calcular. Su explotación sin duda tendría un importante impacto en la actividad marítima, el medioambiente, y la estabilidad geopolítica de la región.

<sup>68</sup> <https://transportgeography.org/contents/chapter1/transportation-and-space/polar-shipping-routes/>.

delimitación de la zona económica exclusiva y la plataforma continental, existiendo reclamaciones de Canadá, Rusia, EE. UU. y Dinamarca que pueden afectar a las futuras rutas de tráfico<sup>69</sup>.

La viabilidad de las rutas del Ártico para la navegación comercial es difícil de calibrar. Los científicos aún tienen que determinar el ritmo del deshielo y cómo afecta al hielo perenne<sup>70</sup>, las rutas de tráfico necesitarán de servicios auxiliares que serán costosos de establecer y mantener, y quizá otras alternativas terrestres como oleoductos, gaseoductos e iniciativas como la china *Belt & Road* sean más eficientes y seguras. No obstante, la ruta del Ártico, y sobre todo la Northern Sea Route, probablemente sea más una cuestión estratégica que puramente comercial, teniendo en cuenta que la ruta se abriría también al tráfico militar.



**Figura 24. Christophe de Margerie cruzando el Ártico (fotografía [www.scf-group.ru/en](http://www.scf-group.ru/en))**

<sup>69</sup> Del Pozo, F. (2021). «The exploitation of the sea for trade and communication: the new arctic routes, challenges, conflicts and prospects». *Security in the global commons and beyond*. Springer. Cham (Suiza). Pp 13-32.

<sup>70</sup> Septiembre es el mes del año en el que más reduce el casquete polar. El mínimo histórico se registró en septiembre de 2012, un 18% menos que en 2007, que había registrado el mínimo anterior, y casi la mitad de la media de extensión del casquete polar ártico entre 1979 y 2000. Septiembre de 2020 ostenta la segunda mayor reducción después de septiembre de 2012. Estos datos podrían indicar que el Ártico se calienta a mayor velocidad que el resto de la Tierra, pero se trata de una cuestión sobre la que los científicos se deben pronunciar.

A pesar de las incertidumbres y dificultades, ya en el verano de 2018, el buque portacontenedores y rompehielos danés *Venta Maersk*<sup>71</sup> fue el primero de su clase en navegar de Asia a Europa por la ruta del Ártico, entre Vladivostok y San Petersburgo. Entre enero y febrero de 2021 el buque gasero ruso *Christophe de Margerie*<sup>72</sup> realizó el primer tránsito de ida y regreso desde Sabetta, en Siberia, hasta Jiangsu, en China, en época invernal, transportando una carga de 172.000 metros cúbicos de gas natural. Si bien tanto a la ida como a la vuelta necesitó el apoyo de un rompehielos, lo cierto es que demostró que la ruta del Ártico puede llegar a ser navegable incluso en invierno.

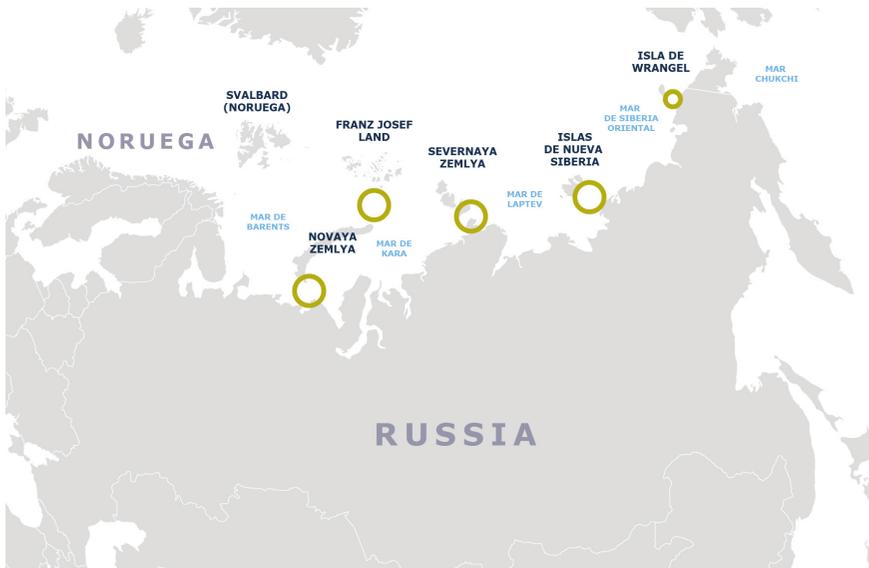


Figura 25. Bastiones rusos sobre la ruta NSR. Adaptado de <https://warontherocks.com>

Rusia tiene un enorme interés por desarrollar esta ruta porque cae totalmente bajo su control y reduce considerablemente la duración del tránsito entre Asia y Europa en comparación con la conexión a través de Malaca, Bab el-Mandeb y Suez (y los estrechos turcos si hubiera que descargar en un puerto del mar Negro). En 2019 se aprobó un plan de infraestructuras<sup>73</sup> muy ambicioso para el desarrollo de la Northern Sea Route que incluía

<sup>71</sup> <https://money.cnn.com/2018/08/21/news/companies/maersk-line-arctic-container/>.

<sup>72</sup> <https://www.offshore-energy.biz/christophe-de-margerie-finalising-first-nsr-transit-in-february/>

<sup>73</sup> <http://www.arcticway.info/en/development-goals>

rompehielos de propulsión nuclear, buques hidrográficos, acondicionamiento de aeropuertos, puertos y líneas de ferrocarril, además de la creación de un servicio específico de salvamento y rescate entre otras cosas. Otro de los elementos, geografía aparte, que convierte la Northern Sea Route en un auténtico *choke point* es la inversión militar que Rusia está llevando a cabo para ejercer un control completo sobre ella<sup>74</sup>. Rusia ha establecido a lo largo de la ruta una serie de lo que en términos militares se conoce como bastiones A2/AD, del inglés *Anti Access/Access Denial*, en aquellos tramos que son más angostos o que recorren su mar territorial. Estos bastiones, de forma muy simplificada, consisten en la concentración de diferentes sistemas de armas y plataformas militares que permiten defender amplias áreas de espacio aéreo y marítimo ante el intento de acceso de un adversario, por ejemplo bases navales y lanzadores de misiles antibuque protegidos por sistemas de misiles antiaéreos de largo alcance. Bajo su cobertura y con las reclamaciones en marcha respecto a la jurisdicción sobre distintos espacios marítimos, la Northern Sea Route podría convertirse en una ruta de tráfico bajo control de Rusia, que podría imponer condiciones muy exigentes para su aprovechamiento por otras naciones.

China también ha manifestado su interés por abrir lo que ha denominado la «ruta de la seda polar» a lo largo de la Northern Sea Route<sup>75</sup>. China considera que la gobernanza del Ártico excede las competencias de los Estados ribereños que forman el Consejo del Ártico<sup>76</sup>, y por ello en su *Política sobre el Ártico 2018*<sup>77</sup> enfatiza la necesidad de cooperación internacional para el desarrollo sostenible de la explotación de esta región, incluyendo la «ruta de la seda polar», pero sin establecer objetivos concretos, que seguramente existan pero que en este documento no se dan a conocer. La ruta es importante para China, tanto para exportar productos manufacturados como para recibir gas licuado de Rusia, de cuya terminal en Sabetta se calcula que podría recibir entorno a cuatro millones de toneladas anuales, y podrá ser también una vía de exportación de tierras raras, de las que China es hoy en día uno

<sup>74</sup> <https://warontherocks.com/2019/10/now-is-not-the-time-for-a-fonop-in-the-arctic/>.

<sup>75</sup> García Estrada, Á. (2021). «Climate change and great power competition in the Arctic». *Security in the global commons and beyond*. Springer. Cham (Suiza). Pp. 33-50.

<sup>76</sup> Establecido en 1996 a partir de la Declaración de Ottawa con los siguientes miembros: Canadá, Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega, Suecia, Rusia y EE. UU. China fue admitida como observador en 2013.

<sup>77</sup> [http://english.www.gov.cn/archive/white\\_paper/2018/01/26/content\\_281476026660336.htm](http://english.www.gov.cn/archive/white_paper/2018/01/26/content_281476026660336.htm)

de los principales productores, si no el líder. China también está efectuando inversiones en Islandia y Groenlandia<sup>78</sup> para tener un pie al otro lado de las nuevas rutas; su aproximación como en otros lugares, busca el beneficio mutuo incluyendo la explotación de recursos minerales o el desarrollo de aplicaciones energéticas limpias como la geotermia. El valor de las inversiones en Islandia se aproxima al 6% de su PIB, y al 12% en el caso de Groenlandia.

En cualquier caso, lo cierto es que el tráfico comercial a través del Ártico se va convirtiendo poco a poco en una realidad. Por ejemplo, en 2020 se transportaron treinta y tres millones de toneladas a través de la Northern Sea Route, y Rusia pretende llegar a los ochenta en 2024 y a los 130 millones en 2035. Aunque a priori este objetivo pudiera resultar de discutible viabilidad, el hecho de que el *Christophe de Margerie* en su viaje invernal solo encontrara hielo estacional y no perenne anima a continuar explorando esta ruta.

El tráfico en la ruta Northwest Passage también ha crecido, pero no tanto ni de forma tan planificada como en la Northern Sea Route. La clave de la viabilidad de una u otra ruta estará en el ritmo y la estabilidad del proceso del deshielo. Diversos estudios<sup>79</sup> y modelos apuntan a que hacia mitad de siglo, tanto la Northern Sea Route como el Northwest Passage, podrían disfrutar de periodos aptos para el tránsito relativamente prolongados. Estos mismos estudios también adelantan el posible efecto acumulativo que podría derivarse del aumento de emisiones de CO<sub>2</sub> en la región polar que al aumento del tráfico marítimo llevaría aparejado. Es posible que el riesgo de producir daños medioambientales irreversibles frene el desarrollo de estas rutas<sup>80</sup>.

### Una mención a la seguridad alimentaria

Al repasar las vicisitudes de los puntos focales principales en el tráfico marítimo mundial hemos hablado de hidrocarburos y contenedores, pero hay otro tipo de mercancía cuya distribución a

<sup>78</sup> <https://www.thearcticinstitute.org/tortuous-path-china-win-win-strategy-greenland/>.  
<https://warontherocks.com/2019/05/chinas-multifaceted-arctic-strategy/>.

<sup>79</sup> <https://www.bbvaopenmind.com/en/science/environment/arctic-shipping-routes-new-suez-canal/>.

<sup>80</sup> Por ejemplo, ya existen estudios sobre el aumento del ruido radiado en el Ártico y cómo está afectando, por ejemplo, al bacalao polar, que a su vez es la base de la alimentación de aves, mamíferos marinos y de la propia población autóctona.

nivel global depende del transporte marítimo, los cereales. Ciertamente la seguridad alimentaria global depende fundamentalmente de algunos cultivos y fertilizantes. Solo el maíz, el arroz y el trigo suponen el 60% de la dieta global. El 65% de las proteínas consumidas por el ganado en el mundo proceden de la soja. En torno al 54% de las exportaciones de estos cereales pasan por algún punto focal y de ellas se estima que al menos el 10% no tienen ruta alternativa viable. Cada año, además, se transportan por el mundo 180 millones de toneladas de fertilizantes, fundamentales para el desarrollo de los cultivos en un mundo cuya población sigue creciendo, de los cuáles el 32% pasan por el estrecho de Malaca. Por tanto, la dependencia de las exportaciones de estos productos alimenticios y de los fertilizantes respecto a la seguridad y estabilidad de los puntos focales del comercio marítimo es una realidad<sup>81</sup>.



Figura 26. Los puntos focales y la seguridad alimentaria. Adaptado de: <https://www.chathamhouse.org>

El comercio internacional de estos productos a granel continúa aumentando y pasa buena parte por puntos focales de las rutas marítimas e infraestructuras asociadas. Por ejemplo, Rusia y Ucrania generan prácticamente el 20% de las exportaciones mundiales de trigo, y de ellas, aproximadamente dos tercios se efectúan desde puertos del mar Negro a través de los estrechos turcos. Esto es particularmente importante para muchos países del norte y este de África y de Oriente Medio, muchos de ellos aún

<sup>81</sup> <https://www.chathamhouse.org/2017/06/chokepoints-and-vulnerabilities-global-food-trade>.

en desarrollo, que son importadores netos de alimentos y que cuyas economías, e incluso su estabilidad social, son muy sensibles a los precios de importación y a la seguridad del suministro.

En Asia ocurre algo parecido. Por ejemplo, Japón importa a través del canal de Panamá prácticamente las tres cuartas partes del maíz que consume, y lo mismo ocurre con China, que recibe a través del canal de Panamá y de los estrechos de Malaca y Singapur más del 30 y del 40% respectivamente de sus importaciones de soja (más del 25% del comercio marítimo mundial de soja atraviesa los estrechos de Malaca y Singapur, siendo Brasil el mayor exportador del mundo).

Algunos de estos puntos focales sentirán más la presión de estas exportaciones, desde luego los estrechos turcos pero también Malaca y el canal de Panamá para abastecer el mercado chino. Quizá el mayor riesgo<sup>82</sup> a corto y medio plazo para este tipo de comercio sea las consecuencias de la falta de inversión en infraestructuras. El auge del transporte en contenedores y la enorme dependencia existente aún de los hidrocarburos para la mayoría de las economías del mundo, ha hecho que las grandes inversiones portuarias se hayan dirigido hacia el aseguramiento de la continuidad de la distribución de ese tipo de comercio, olvidando inversiones muy necesarias para el manejo de los productos a granel, especialmente en los países importadores. Pero si pensamos en los riesgos a más largo plazo, probablemente el cambio climático sea el que más impacto pueda tener en el comercio de alimentos, debido fundamentalmente a la combinación de los efectos de fenómenos meteorológicos adversos más frecuentes en las cosechas, en la seguridad en la navegación en zonas restringidas, y en la actividad portuaria por el progresivo aumento del nivel del mar.

### Proteger el futuro

Volviendo al inicio de este trabajo, hemos mostrado cómo los océanos y el transporte marítimo constituyen piezas clave para la economía mundial y uno de los elementos fundamentales de la globalización, por tanto para el progreso y bienestar de las sociedades y en particular de España. Según el *Anuario marítimo*

<sup>82</sup> <https://www.chathamhouse.org/2017/06/chokepoints-global-food-trade-five-things-you-should-know>.

español 2020<sup>83</sup>, que recoge datos entre otros de la Comisión Europea, se estima que el transporte marítimo representa entre el 75 y el 90% del comercio exterior de la Unión Europea, y en torno a una tercera parte de su comercio interior, con un volumen global de negocio de 173.200 millones de euros. En su *Informe sobre el transporte marítimo 2021*<sup>84</sup>, UNCTAD estima un crecimiento sostenido del comercio marítimo de un 2,4% en el periodo 2022-2026.

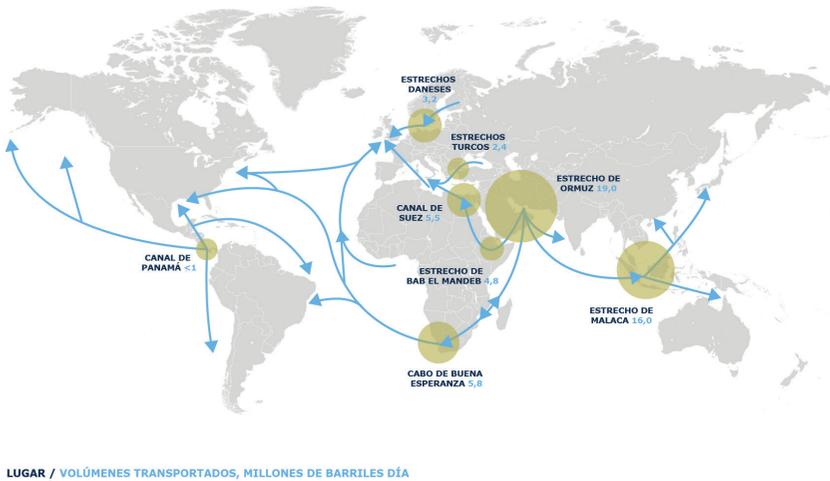


Figura 27. Los puntos focales y la seguridad energética. Adaptado de: <https://www.economist.com>

También hemos visto cómo la geografía juega un papel fundamental en el comercio marítimo, imponiendo rutas que incluyen el cruce de estrechos y canales para asegurar que los intercambios comerciales se efectúan de la manera más eficiente posible. Sin embargo, este comercio marítimo no está exento de riesgos de muy diversa índole y consecuencias. El *Informe anual de Seguridad Nacional 2020*<sup>85</sup> menciona, entre otros, la inestabilidad en el Mediterráneo Oriental, los múltiples incidentes de distinto tipo que se producen en el Cuerno de África, la necesidad de garantizar la seguridad del suministro de combustibles fósiles al ser España un país netamente importador, o el posible impacto del cambio climático en el proceso de transición energética. La recientemente publicada *Estrategia de Seguridad Nacional*

<sup>83</sup> Editado por COMISMAR.

<sup>84</sup> <https://unctad.org/webflyer/review-maritime-transport-2021>.

<sup>85</sup> <https://www.dsn.gob.es/es/documento/informe-anual-seguridad-nacional-2020>.

2021<sup>86</sup> mantiene la protección de los espacios y rutas marítimas como elemento clave para la seguridad europea, apunta las implicaciones estratégicas de la apertura de nuevas rutas en el Ártico por el deshielo, muestra su preocupación por la tensión en Mediterráneo, y define como riesgos para la seguridad nacional, entre otros, la vulnerabilidad del espacio marítimo global contemplando la seguridad de las flotas mercante y pesquera españolas, la vulnerabilidad energética incluyendo la necesidad de garantizar el abastecimiento y transporte de hidrocarburos en los próximos años, y los efectos del cambio climático y la degradación del medio natural. En definitiva, lo que nos dice esta estrategia y lo que podemos leer y escuchar en los medios de comunicación cada día es que la seguridad marítima en general, y la del comercio marítimo en particular, requiere atención continua, medios de respuesta apropiados, y la concertación internacional para hacer frente a los múltiples desafíos a los que se enfrenta. Nada en los océanos nos es dado gratuitamente salvo su propia existencia y las oportunidades de bienestar y progreso que nos ofrecen; proteger este medio natural, garantizar su uso seguro y sostenible, y preservar el derecho a la libre navegación, es nuestra responsabilidad.

---

<sup>86</sup> <https://www.dsn.gob.es/es/estrategias-publicaciones/estrategias/estrategia-seguridad-nacional-2017>.



## Capítulo segundo

### Mercados de emisiones y comercio internacional

*Jennifer Winter\**

#### Resumen

Este capítulo analiza la evolución de los mercados de emisiones y el impacto del comercio internacional en las políticas climáticas internas. Las emisiones implícitas en el comercio crean un riesgo de fuga de emisiones, por el cual una actividad económica abandona una jurisdicción para dirigirse a otras con una política menos estricta, como resultado de una política climática nacional unilateral. A pesar del importante avance en el número de jurisdicciones con sistemas de fijación del precio de las emisiones, sigue existiendo una gran variedad en los niveles de precio y el porcentaje de emisiones total que se abarcan con dichos precios en las distintas jurisdicciones. Esto conlleva un riesgo de fuga de carbono que hasta la fecha se ha mitigado mediante unos precios generalmente bajos. De cara al futuro, con un aumento previsto en los precios de las emisiones, el riesgo de fuga adquiere importancia, ya que se comercializan el 22% de las emisiones, pero solo el 12% de la producción bruta mundial. Los países más expuestos

---

\* Profesora adjunta del Departamento de Economía y directora científica de la División de Investigación de Política Energética y Medioambiental de la Escuela de Políticas Públicas de la Universidad de Calgary.

a las fugas de carbono son los desarrollados y los que ya cuentan con un sistema de fijación del precio de las emisiones, así como con una menor intensidad de las mismas en su producción. Estos tres factores se traducen en que las políticas para evitar las fugas de carbono serán cada vez más importantes, en ausencia de una acción global coordinada y debido a las continuas diferencias en los precios. El mecanismo de ajuste de carbono en frontera propuesto por la Unión Europea es una nueva opción para mitigar la fuga de emisiones. Sin embargo, son varios los elementos de su diseño que generan incertidumbres, siendo poco probable que se resuelvan fácilmente, como los relacionados con los países fuera de la Unión Europea, y que pueden socavar su eficacia.

#### **Palabras clave**

Mercados de emisiones, mecanismo de ajuste de carbono en frontera, instrumentos de fijación de precios.

## Emissions markets and international trade

### Abstract

*This chapter explores the evolution of emissions markets and the role of international trade in affecting domestic climate policy. Emissions embodied in trade creates risk of emissions leakage, whereby economic activity leaves a jurisdiction for others with less stringent policy, as a result of unilateral domestic climate policy. Despite significant progress in the number of jurisdictions with emissions pricing, there remains substantial variation in the price levels and share of priced emissions across jurisdictions, creating scope for leakage that is to date mitigated by generally low prices. Moving forward, with expected increases in emissions prices, leakage risk becomes more important, as 22% of emissions are traded but only 12% of world gross production. The countries with the most exposure to leakage are developed and have emissions pricing in place already, in addition to lower emissions-intensity of production. These three facts mean that policies to prevent leakage will become increasingly important in the absence of concerted global action and continued differences in price levels. The European Union's proposed carbon border adjustment mechanism is a new option to mitigate leakage. However, there are numerous elements of its design that are uncertain and are unlikely to be easily resolved, such as treatment of third countries that may undermine its effectiveness.*

### Keywords

*Emissions markets, border adjustment mechanism, emissions-pricing instruments.*

# GRAN DIFERENCIA EN LOS PRECIOS DE LAS EMISIONES ENTRE DISTINTAS JURISDICCIONES

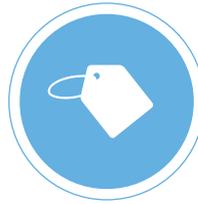
## ESTADO DEL PRECIO DE LAS EMISIONES 2021



**65**  
SISTEMAS



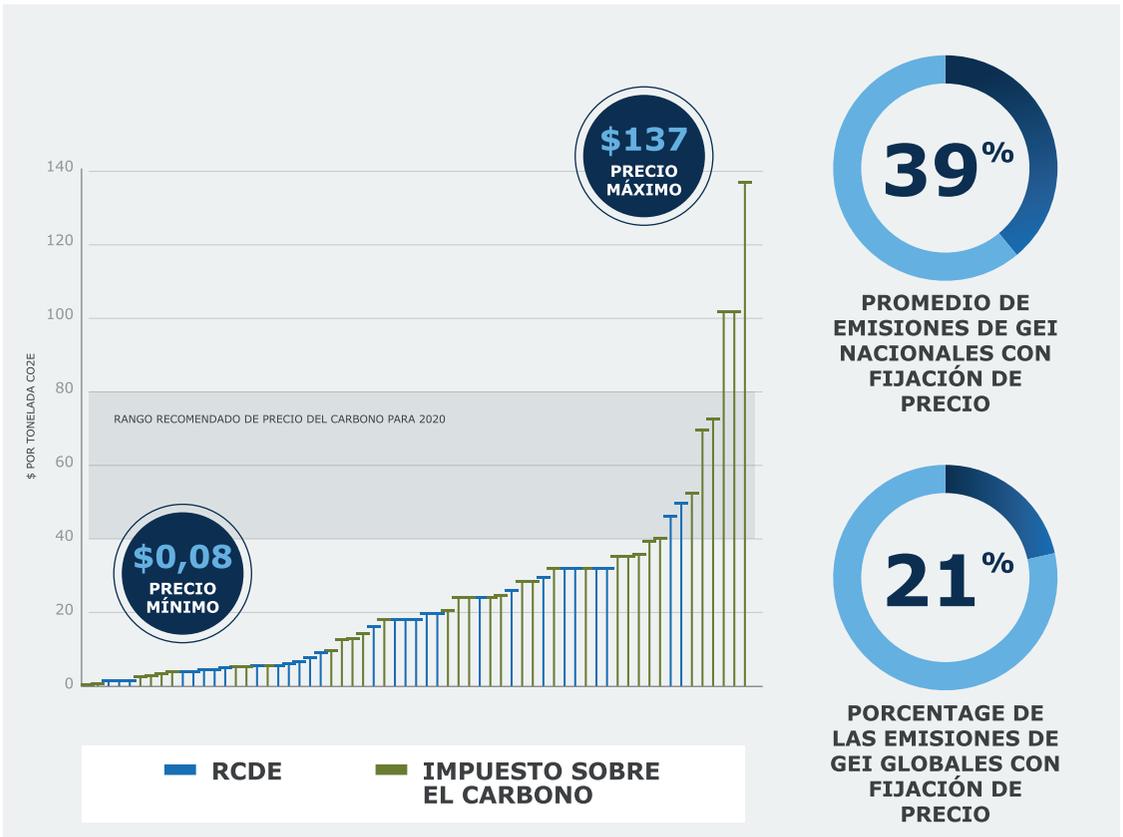
**47**  
PAÍSES



**36**  
IMPUESTOS



**29**  
RCDE



NOTAS:  
GEI: GASES EFECTO INVERNADERO  
RCDE: RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN (ETS, POR SU SIGLAS EN INGLÉS)

# ENTRANDO EN GEOPOLÍTICA: LA INTERSECCIÓN ENTRE COMERCIO Y MERCADOS DE EMISIONES

## ESTADO DEL COMERCIO DE EMISIONES

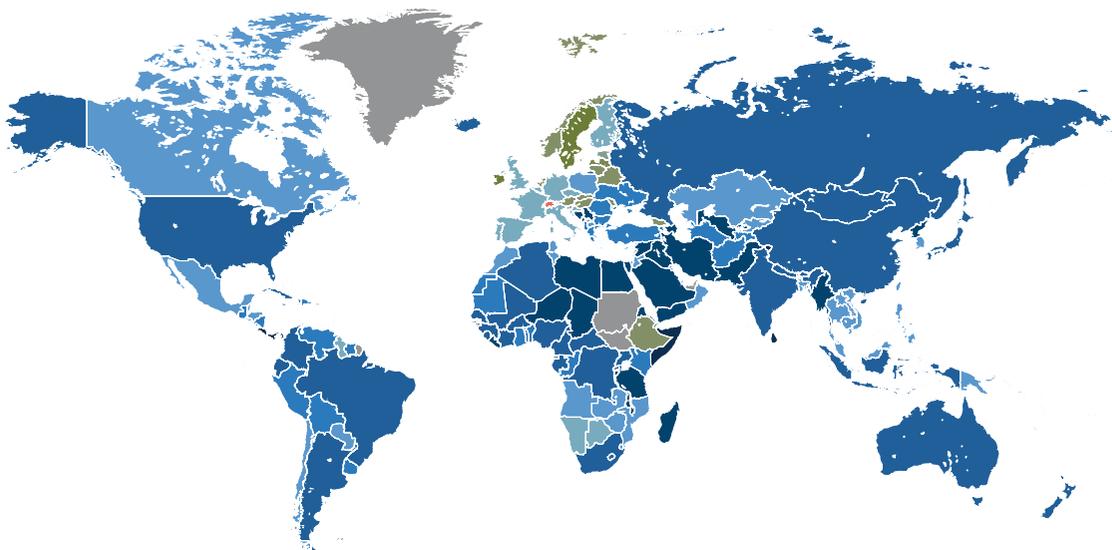


DE GEI SON  
COMERCIALIZADAS

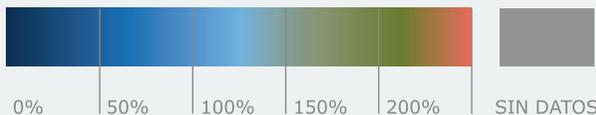


DE LA  
PRODUCCIÓN GLOBAL  
ES COMERCIALIZADA

- LA MAYORÍA DE PAISES DESARROLLADOS Y PAISES CON FIJACIÓN DE PRECIO DE LAS EMISIONES SON **IMPORTADORES NETOS DE GEI**
- LA MAYORÍA DE PAISES CON FIJACIÓN DE PRECIO DE LAS EMISIONES TIENEN **ALTO RIESGO DE FUGAS DE CARBONO**



**EXPOSICIÓN A LA  
FUGA DE CARBONO:**



NOTAS:  
GEI: GASES EFECTO INVERNADERO



## Introducción

A pesar de las a menudo polémicas políticas de emisiones basadas en el mercado<sup>1</sup>, en las últimas dos décadas se han observado importantes cambios y ampliaciones de los mercados de emisiones. En 2021, existían 65 mecanismos de fijación del precio de las emisiones en 47 países y 58 jurisdicciones distintas (nacionales, subnacionales y regionales) con otros cuatro previstos para una futura aplicación, y 26 jurisdicciones valorando la misma<sup>2</sup>. Incluso con este avance, los precios de las emisiones siguen siendo bajos en la mayoría de países (por debajo de 20 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>e). Esto es así a pesar de los objetivos de reducción de emisiones, cada vez más ambiciosos<sup>3</sup>, que se han marcado los países firmantes del Acuerdo de París, el tratado internacional para limitar el calentamiento global por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales<sup>4</sup>. Asimismo, la diferencia entre los distintos niveles de precios de emisiones es grande, al igual que ocurre con el porcentaje de emisiones con precio fijo incluidos en las jurisdicciones. Esta variación puede llegar a ser preocupante desde la perspectiva de la competitividad nacional, aunque actualmente está mitigada por los niveles de precios generalmente bajos.

En 2016, el 22% de las emisiones globales se comercializaron a nivel internacional, implícitas en los bienes y servicios producidos en un país y vendidos a otro<sup>5</sup>. En ese mismo año, se comercializó el 12% de la producción bruta mundial<sup>6</sup>. Las emisiones son importantes para el comercio. Con cerca de una cuarta parte de las emisiones mundiales consumidas en una jurisdicción distinta a la de origen, la descoordinación en la política climática global hace que esta pueda afectar y perturbar considerablemente el comercio internacional. Asimismo, por regla general, las políticas

---

<sup>1</sup> Por ejemplo, las protestas de los chalecos amarillos en Francia, o los Gobiernos provinciales de Canadá que desafían la constitucionalidad del impuesto federal sobre el carbono.

<sup>2</sup> World Bank (1 de abril de 2021). «Carbon pricing dashboard». En <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>.

<sup>3</sup> Conocidos como contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN).

<sup>4</sup> CMNUCC. «El Acuerdo de París». Consultado el 9 de abril de 2021. En <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>.

<sup>5</sup> KGM & Associated Pty Ltd (s.f.). «The Eora global supply chain database». En <https://worldmrio.com/>.

<sup>6</sup> OECD Stat (noviembre de 2021). «Trade in value added (TiVA) 2021 Ed: principal indicators». En [https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=TIVA\\_2021\\_C1](https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=TIVA_2021_C1).

climáticas nacionales se centran en las emisiones internas, sin apenas tener en cuenta las emisiones importadas. Además, las políticas comerciales suelen ignorar en gran medida los problemas medioambientales.

Este capítulo estudia la relación entre las emisiones, los mercados de emisiones y el comercio, analizando las posibles interacciones entre las políticas de mitigación climática nacionales cada vez más agresivas y las relaciones comerciales internacionales. Un obstáculo generalizado a la hora de aplicar un precio a las emisiones o al incrementar el precio de las mismas en países que ya lo aplican, es el problema del comercio y la competitividad<sup>7</sup>. Existe una preocupación política y económica de que las medidas unilaterales aumenten los costes para las empresas nacionales, limitando su capacidad de competir en los mercados nacionales e internacionales. El temor es que la actividad económica abandone una jurisdicción que aplique la fijación de precios, o que aumente el nivel de precios, a favor de otra con una normativa medioambiental menos estricta, provocando que la reducción neta de las emisiones globales sea escasa o nula (fuga de emisiones o de carbono)<sup>8</sup> y que disminuya la actividad económica en el país con una fijación del precio de las emisiones. Si bien existen medidas políticas para mitigar la fuga (que se analizarán más adelante), un obstáculo clave a tener en cuenta está relacionado con el Artículo 2 del Acuerdo de París, que establece que el «acuerdo se aplicará de modo que refleje la equidad y el principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas y las capacidades respectivas, a la luz de las diferentes circunstancias nacionales»<sup>9</sup>. Este principio tiene su origen en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de

---

<sup>7</sup> Fischer, C. y Fox, Alan K. (1 de septiembre de 2012). «Comparing policies to combat emissions leakage: border carbon adjustments versus rebates». *Journal of Environmental Economics and Management* 64, nº 2. Pp. 199-216. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2012.01.005>; High-Level Commission on Carbon Prices (29 de mayo de 2017). «Report of the High-Level Commission on Carbon Prices». Washington, DC: World Bank. En [https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing\\_FullReport.pdf](https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing_FullReport.pdf); Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments». *Nature Climate Change*. Pp. 1-8. En <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01250-z>.

<sup>8</sup> Son varias las vías de fuga: mercados energéticos, competitividad e innovación inducida. Véase Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage» en *Towards a Workable and Effective Climate Regime*. Vox. P. 15. Dado que este capítulo se centra en el comercio y la competitividad, limitamos el análisis a la vía de la competitividad.

<sup>9</sup> Naciones Unidas (12 de diciembre de 2015). «Acuerdo de París». P. 4. En [https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf).

1992, que declara expresamente que «las Partes que son países desarrollados deberían tomar la iniciativa en lo que respecta a combatir el cambio climático y sus efectos adversos»<sup>10</sup>. En consecuencia, se espera que los países desarrollados participen en políticas de reducción de emisiones más estrictas, que afectarán a sus relaciones comerciales.

Nos encontramos con que la mayoría de países con fijación del precio de las emisiones son países desarrollados, y los precios bajos (combinados con políticas para mitigar la fuga) han limitado el efecto de las medidas unilaterales. Sin embargo, los países desarrollados con fijación del precio de las emisiones presentan una alta exposición a la fuga de carbono, y la intensidad de emisiones de la producción en los países en desarrollo es sustancialmente superior a la de los países desarrollados. Dos de los resultados de la COP26, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2021, son: Primero, un acuerdo para que las partes revisen en 2022 sus objetivos de reducción de emisiones de 2030 y se consoliden en la medida necesaria para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París; y segundo, presentar estrategias a largo plazo para conseguir emisiones netas cero a mediados de siglo<sup>11</sup>. Esto significa que, conforme los países desarrollados participen en políticas cada vez más estrictas para cumplir con los compromisos del Acuerdo de París, la relación entre la política comercial y la política medioambiental será cada vez más importante.

Tradicionalmente, los países han abordado su preocupación por la fuga de emisiones con medidas internas para mitigar el incremento de los costes en las industrias nacionales, como la asignación de permisos de emisión de forma gratuita en lugar de mediante subasta. Sin embargo, cada vez hay un mayor interés en los mecanismos de ajuste de carbono en frontera (BCA, por sus siglas en inglés) –gravar las emisiones implícitas en las importaciones– como alternativa. Esto incluye el mecanismo de ajuste de carbono en frontera propuesto por la Unión Europea,

<sup>10</sup> Naciones Unidas (1992). «Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático». Pp. 4-5.

<sup>11</sup> UK Government (2021). «COP26: the negotiations explained». UN Climate Change Conference UK 2021. En <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Negotiations-Explained.pdf>; United Nations, UN Climate Change Conference UK 2021, and UK Government (2021). «COP26: The Glasgow Climate Pact». UN Climate Change Conference UK 2021. En <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Presidency-Outcomes-The-Climate-Pact.pdf>.

y la investigación de los BCA por parte de Canadá, Reino Unido y EE. UU.<sup>12</sup>. Sin embargo, existe el riesgo de que, al pasar a los BCA, los países desarrollados hagan recaer más la carga de las reducciones de emisiones en los países en desarrollo, una acción incompatible con el Artículo 2 del Acuerdo de París.

El resto del capítulo se desarrolla como sigue. Comenzamos con una breve descripción de los tipos de instrumentos de fijación del precio de las emisiones y los mecanismos para abordar sus efectos sobre la competitividad. A continuación, analizamos la evolución de estos instrumentos en todas las jurisdicciones. Después, debatimos la relación entre el comercio internacional y las emisiones, y abordamos la propuesta de la Unión Europea para un mecanismo de ajuste de carbono en frontera como supuesto práctico. Por último, ofrecemos conclusiones y una mirada al futuro a corto plazo de los mercados de emisiones.

## **Antecedentes y contexto: Tipos de instrumentos de fijación del precio de las emisiones**

Esta sección presenta un breve repaso de los tipos más comunes de instrumentos de fijación del precio de las emisiones y los mecanismos para abordar la competitividad cuando los países o las jurisdicciones subnacionales se plantean una medida unilateral, contextualizando el resto del capítulo.

### Tipos de instrumentos de fijación del precio de las emisiones

Existen tres tipos generales de instrumentos de fijación del precio de las emisiones en todo el mundo. En primer lugar, están los impuestos explícitos sobre las emisiones o las tasas regulatorias, que suelen aplicarse a la utilización de combustibles fósiles.

---

<sup>12</sup> Droege, S. y Fischer, C. (2020). «Pricing carbon at the border: key questions for the EU». Ifo DICE Report 18, nº 1. Pp. 30-34; Department of Finance (5 de agosto de 2021). «Exploring border carbon adjustments for Canada». Government of Canada. En <https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/consultations/2021/border-carbon-adjustments/exploring-border-carbon-adjustments-canada.html>; Comisión Europea (14 de julio de 2021), «Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono: preguntas y respuestas». Texto, Comisión Europea-Comisión Europea. En [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda\\_21\\_3661](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3661); UK Parliament. «Committees-carbon border adjustment mechanisms». Consultado el 12 de enero de 2022. En <https://committees.parliament.uk/work/1535/carbon-border-adjustment-mechanisms/>.

les y que se aplican en el punto de venta. Estos sistemas fijan un precio a las emisiones de gases de efecto invernadero y se basan en respuestas de comportamiento para reducir las emisiones. Un ejemplo es el impuesto sobre el carbono de Columbia Británica (British Columbia carbon tax-BC carbon tax). En segundo lugar, están los sistemas de comercio de derechos de emisión o cap and trade, normalmente aplicados a grandes emisores industriales (por ejemplo, refinería, cemento, electricidad, etc.), que pueden incluir emisiones de combustión y gases de efecto invernadero procedentes de los procesos industriales y el uso del producto. Estos sistemas limitan la cantidad anual de emisiones, y el mercado de derechos de emisión determina el precio. Las empresas trasladan el coste de las emisiones a los consumidores y a otras empresas de forma implícita, en lugar de explícita como ocurre con los impuestos sobre las emisiones<sup>13</sup>. Entre los ejemplos más destacados se encuentran el RCDE UE (EU ETS, por sus siglas en inglés) y el sistema de cap and trade de Quebec y California.

En tercer lugar, están los estándares de rendimiento (performance standards). Estos sistemas establecen estándares de emisiones a nivel de empresa, instalación o producto, normalmente toneladas equivalentes de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>e) por unidad de producción, donde las empresas deben pagar un impuesto o adquirir permisos (o ambos) por las emisiones que superen dichos estándares. Una ampliación de este instrumento incluye un precio explícito (máximo) y los permisos de emisión comercializables, a menudo descritos como estándares de rendimiento comercializables. Este es el caso, por ejemplo, del sistema federal de fijación del precio basado en la producción de Canadá, y el RCDE del sector eléctrico nacional de China. Este tercer tipo de sistema se clasifica, con frecuencia, como un régimen de comercio de derechos de emisión, especialmente en los informes anuales del precio del carbono del Banco Mundial, pero es una forma distinta de fijar el precio de las emisiones. La principal diferencia es la ausencia de un límite firme en las emisiones de las instalaciones cubiertas, y que el cumplimiento dependa de la proporción entre las emisiones y la producción, en lugar de depender de una medida absoluta.

---

<sup>13</sup> En algunos casos, por ejemplo, Quebec, se les exige a los distribuidores de combustible que adquieran permisos de emisiones para la cantidad de combustible que venden directamente a los consumidores, y, por lo tanto, el traslado de los costes puede ser directo.

Dentro de los tres enfoques, hay una gran cantidad de elementos de diseño, lo que añade complejidad. Estos elementos de diseño son, entre otros, el precio de las emisiones en el caso de los impuestos y los sistemas de permisos de emisión comercializables, el límite y cualquier precio mínimo de los permisos en el caso de los sistemas de cap and trade, los tipos de emisiones de gases de efecto invernadero a los que se aplican precios, los sectores económicos o las actividades sujetas al sistema, las exenciones, las medidas nacionales de contención de costes y el tratamiento de la producción extrajurisdiccional. La competitividad de la industria nacional es un elemento clave en el diseño y en la aplicación, que describimos en la siguiente sección. Asimismo, cabe destacar que muchas jurisdicciones recurren a una combinación de instrumentos de fijación del precio de las emisiones, en lugar de un único sistema. Por ejemplo, de los 30 países que participan en el RCDE UE<sup>14</sup>, 17 también cuentan con sistemas internos (principalmente impuestos sobre el carbono)<sup>15</sup>. En algunos casos (por ejemplo Francia y Alemania), el sistema interno abarca sectores exentos del RCDE, mientras que en otros países (por ejemplo Suecia) el precio de las emisiones es complementario y se solapa con el RCDE UE. Del mismo modo, el sistema federal de Canadá y la mayoría de sus provincias aplican una tasa sobre la utilización de combustibles fósiles y un sistema independiente para los grandes emisores con el fin de abordar los problemas de competitividad.

### Mecanismos para abordar la competitividad y limitar la fuga

Existen tres mecanismos principales para abordar la cuestión de la competitividad nacional e internacional y limitar la fuga de carbono, aunque de nuevo estos mecanismos presentan una amplia variedad de opciones de diseño de políticas. El primer mecanismo son las exenciones, en su totalidad o en parte, del precio de las emisiones. El segundo mecanismo son las medidas dentro de una jurisdicción para reducir los costes de la fijación del precio de las emisiones, como la asignación gratuita de permisos de emisiones o el uso de ingresos fiscales para facilitar descuentos. El tercer mecanismo son los ajustes de carbono en frontera (BCA). El efecto y la eficacia de estos tres mecanismos varía (Tabla 1).

<sup>14</sup> Todos los países de la Unión Europea más Islandia, Liechtenstein y Noruega.

<sup>15</sup> World Bank (1 de abril de 2021). «Carbon pricing dashboard».

Cabe recordar que la fijación del precio de las emisiones, independientemente de su forma, aumenta el coste de los insumos de producción intensivos en emisiones, como la energía procedente de los combustibles fósiles. Esto, a su vez, incrementa el coste de producción. Con este tipo de medidas unilaterales, las empresas nacionales se convierten en productores de mayor coste en comparación con sus competidores internacionales, lo que puede causar una contracción tanto nacional (los consumidores nacionales compran más importaciones internacionales) como internacional (los consumidores internacionales importan menos de la jurisdicción ejecutora), así como fuga de emisiones.

Las exenciones crean un precio diferenciado sobre el uso de la energía y las emisiones en algunos sectores económicos. Aunque son sencillas desde el punto de vista administrativo, estas exenciones presentan tres grandes inconvenientes<sup>16</sup>. En primer lugar, la exención reduce el incentivo a la reducción de emisiones en las industrias afectadas, lo que socava el propósito del mecanismo de fijación del precio de las emisiones. En segundo lugar, y relacionado con lo anterior, un menor incentivo significa que se ignorarán algunas oportunidades de reducción de emisiones, lo que se traduce en una menor reducción de dichas emisiones o exige un mayor esfuerzo por parte de las industrias que se enfrentan al precio total. En tercer lugar, un precio diferente de las emisiones entre las industrias afecta a la competitividad dentro del país y puede llevar a una mala asignación de los recursos y a una menor productividad<sup>17</sup>. Ejemplos prácticos se pueden ver en Canadá, que exime del impuesto federal sobre el carbono al combustible utilizado en la agricultura, y en Suecia, que exime a la industria de su impuesto sobre el carbono<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage»; Dobson, S. y Winter, J. (25 de octubre de 2018). «Assessing policy support for emissions intensive and trade exposed industries». The School of Public Policy Publications 11. En <https://doi.org/10.11575/sppp.v11i0.43673>.

<sup>17</sup> Tombe, T. y Winter, J. (1 de julio de 2015). «Environmental policy and misallocation: the productivity effect of intensity standards». *Journal of Environmental Economics and Management* 72. Pp. 137-163. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2015.06.002>.

<sup>18</sup> Canada Revenue Agency (27 de diciembre de 2019). «Fuel charge relief» En <https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/excise-taxes-duties-levies/fuel-charge/relief.html>; Government Offices of Sweden (enero de 2021). «Carbon taxation in Sweden». Ministry of Finance. En <https://www.government.se/48e407/contentassets/419eb2cfa93423c891c09cb9914801b/210111-carbon-tax-swe-den---general-info.pdf>.

Aunque los matices específicos del diseño de políticas están fuera del alcance de este capítulo, cabe destacar que estos ajustes dentro de una jurisdicción facilitan por lo general una subvención a las empresas afectadas<sup>19</sup>, <sup>20</sup>. Esto disminuye el coste medio de las emisiones y, por lo tanto, el coste medio de producción, a la vez que mantiene (cuando se diseña de manera adecuada) la señal de precio marginal por tonelada. La subvención indica a las empresas que la reducción de las emisiones debe producirse a través de la mejora de la intensidad en lugar de la reducción de la producción<sup>21</sup>. Estos ajustes, al mitigar el coste total de la fijación del precio de las emisiones, protegen la competitividad de las empresas a nivel nacional e internacional. El diseño también suele incluir un mecanismo de transición para reducir el nivel de subvención a lo largo del tiempo, bajo el supuesto de que, primero, las empresas ajustarán sus procesos de producción para reducir las emisiones; y segundo, otras jurisdicciones fijarán un precio a las emisiones, disminuyendo la necesidad de medidas de protección. En la práctica, algunos ejemplos de este tipo de mecanismo son el sistema federal de Canadá, que fija un precio basado en la producción; la asignación gratuita de permisos del RCDE UE; así como el RCDE del sector eléctrico nacional de China.

Por otro lado, los mecanismos de ajuste de carbono en frontera ponen precio a las emisiones implícitas en las importaciones en la frontera. Es decir, aplican el mismo impuesto sobre el carbono o precio del RCDE a las empresas extranjeras. De esta manera, se conserva la competitividad de las empresas nacionales en los mercados «nacionales» frente a las importaciones de otras jurisdicciones. Para preservar la competitividad internacional es necesario un ajuste similar o descuento que elimine el impuesto en el punto de exportación. Ejemplos prácticos de este tipo de mecanismo son el antiguo complemento (top-up) del Reino Unido al precio de las emisiones del RCDE UE (llamado precio mínimo, o suelo, del carbono) y la inclusión de las

---

<sup>19</sup> Para una visión general de los principios de diseño de políticas, véase Dobson, S. et al. (29 de junio de 2017). «The ground rules for effective OBAs: principles for addressing carbon-pricing competitiveness concerns through the use of output-based allocations». The School of Public Policy Publications 10. En <https://doi.org/10.11575/sppp.v10i0.42633>.

<sup>20</sup> Para una visión general de las políticas en práctica, véase Dobson, S. y Winter, J. «Assessing policy support for emissions intensive and trade exposed industries».

<sup>21</sup> Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage».

importaciones de electricidad en el sistema de cap and trade de California<sup>22</sup>.

Una importante diferencia entre estos dos últimos mecanismos, y que es relevante para el comercio, es el tratamiento de las importaciones. Un BCA requiere asignar a las importaciones un valor de referencia de la intensidad de las emisiones, potencialmente específico para las industrias, los productos y los países. Esto aumenta la carga de información sobre el país ejecutor, así como la complejidad administrativa. Incluir ajustes para la fijación del precio de las emisiones en otras jurisdicciones en el diseño del BCA acentúa la necesidad de conocimiento y la complejidad administrativa. Por el contrario, para los descuentos basados en la producción o las asignaciones gratuitas de permisos solo es necesario tener conocimiento de las emisiones nacionales de las instalaciones cubiertas.

	<b>Exenciones</b>	<b>Descuentos basados en la producción o asignaciones gratuitas de permisos</b>	<b>Ajustes de carbono en frontera</b>
Incentivo de reducción de emisiones	Limitado.	Se mantiene el incentivo marginal. Las subvenciones aumentan la producción y las emisiones. Silencia la señal a los consumidores finales.	Incentivo completo.
Coste marginal de emisiones	Inferior.	Sin cambios.	Sin cambios.
Coste medio de emisiones	Inferior.	Inferior.	Sin cambios.
Intensidad de emisiones	Sin cambios.	Desciende.	Desciende.

<sup>22</sup> Hirst, D. y Keep, M. (8 de enero de 2018). «Carbon price floor (CPF) and the price support mechanism». Briefing Paper (House of Commons Library). En <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/sn05927/>; California Air Resources Board (1 de abril de 2019). «Final regulation order California cap on greenhouse gas emissions and market-based compliance mechanisms». California. En [https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/barcu/regact/2018/capandtrade18/ct18fro.pdf?\\_ga=2.130525967.1440075814.1642273118-1260108448.1642273118](https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/barcu/regact/2018/capandtrade18/ct18fro.pdf?_ga=2.130525967.1440075814.1642273118-1260108448.1642273118).

	<b>Exenciones</b>	<b>Descuentos basados en la producción o asignaciones gratuitas de permisos</b>	<b>Ajustes de carbono en frontera</b>
¿Se reduce la fuga?	Sí, reduciendo o eliminando los efectos de los costes para las empresas cubiertas.	Sí, reduce el coste medio de emisiones para las empresas nacionales.	La tasa sobre las importaciones protege a las empresas nacionales de los competidores internacionales. Los descuentos sobre las exportaciones favorecen la competencia internacional de las empresas nacionales.
Cuestiones comerciales	Subvención implícita, pero es poco probable que sea sustantiva.	Podrían ser impugnadas como subvenciones o trato preferente.	Riesgo de que otros países impongan aranceles como represalia.
Costes	Ingresos no percibidos.	Subvenciona la producción. Ingresos no percibidos de la fijación del precio de las emisiones.	Aumentan los ingresos sobre las importaciones. Ingresos no percibidos de los descuentos en la fijación del precio de las emisiones sobre exportaciones.
Complejidad administrativa	Baja. Es probable que se pueda aplicar a través del sistema fiscal.	Media. Se requieren datos específicos de la empresa o la instalación.	Alta.

**Tabla 1: Comparación de los mecanismos de competitividad con respecto al precio total**

Los tres mecanismos tienen implicaciones comerciales diferentes. Aunque las exenciones son una subvención implícita, son una cuestión nacional y no están relacionadas con el comercio de manera explícita, limitando cualquier posible disputa internacional. Los ajustes a través de descuentos basados en la produc-

ción o asignaciones gratuitas también son subvenciones y, por lo tanto, se podrían considerar como un trato preferente y ser objeto de impugnación ante la Organización Mundial del Comercio (OMC). Sin embargo, un factor atenuante es que las asignaciones gratuitas suelen aplicarse a través de la normativa interna (estándares de rendimiento con permisos de emisión comercializables o sistemas de cap and trade) con un coste neto sobre las emisiones. De hecho, los BCA cambian la fijación del precio de las emisiones de basarse en la producción a basarse en el consumo, pasando de gravar las emisiones en el punto de producción a gravar las emisiones implícitas en el punto de consumo. Hay dos cuestiones comerciales principales implícitas en esta elección normativa<sup>23</sup>. Primero, el cumplimiento de la OMC exige la demostración de que el BCA es «esencial y efectivo para reducir la fuga» y «se ajusta al principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas» expresado en el Acuerdo de París y en otra legislación medioambiental internacional<sup>24</sup>. Varios estudiosos sugieren que los BCA cumplen con la OMC<sup>25</sup>, mientras que otros argumentan que son vulnerables a un desafío discriminatorio en virtud de las normas de la OMC<sup>26</sup>. Segundo, al establecer la fijación del precio de las emisiones basándose en el consumo, hay que tener en cuenta la intensidad de las emisiones de la producción de los países. Los países en desarrollo, con una mayor intensidad energética y de emisiones, pueden verse más afectados<sup>27</sup>. Sin embargo, la fuga no es una preocupación que afecte a todos

<sup>23</sup> Para una revisión detallada de las cuestiones relacionadas con el diseño de los BCA, véase Cosbey, A. et al. (1 de enero de 2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments: lessons, cautions, and research needs from the literature». *Review of Environmental Economics and Policy* 13, nº 1. Pp. 3-22. En <https://doi.org/10.1093/reep/rey020>.

<sup>24</sup> Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage». P. 305.

<sup>25</sup> Horn, H. y Mavroidis, Petros C. (2011). «To B(TA) or not to B(TA)? On the legality and desirability of border tax adjustments from a trade perspective». *The World Economy* 34, nº 11. Pp. 1.911-1.937. En <https://doi.org/10.1111/j.1467-9701.2011.01423.x>; Cosbey, A. et al. (2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments».

<sup>26</sup> Condon, M. e Ignaciuk, A. (31 de octubre de 2013). «Border carbon adjustment and international trade: a literature review». *OECD Trade and Environment Working Papers*. París: OECD. En <https://doi.org/10.1787/5k3xn25b386c-en>; Pauwelyn, J. (abril de 2020). «Trade related aspects of a carbon border adjustment mechanism. A legal assessment». Briefing (Comisión de Comercio Internacional del Parlamento Europeo). En [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EXPO\\_BRI\(2020\)603502](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EXPO_BRI(2020)603502).

<sup>27</sup> Ritchie, H. (7 de diciembre de 2021). «How much energy do countries consume when we take offshoring into account?». *Our World in Data*. En <https://ourworldindata.org/energy-offshoring>; *Our World in Data*. «CO<sub>2</sub> emissions embedded

los sectores económicos; la mayoría de los beneficios proceden de apoyar industrias designadas como intensivas en emisiones y expuestas al comercio (EITE, por sus siglas en inglés), por lo que restringir la cobertura de BCA a estos sectores podría mitigar el traslado de la carga a los países en desarrollo<sup>28</sup>.

Una cuestión comercial importante de las políticas de fijación del precio de las emisiones es la persuasión moral o el poder normativo de las medidas unilaterales y la elección del mecanismo político. Como la lucha contra el cambio climático es un problema de acción colectiva, abordar el tema de las emisiones supone un incentivo para que los países se aprovechen de la reducción de emisiones de otros, beneficiándose de menores emisiones globales sin incurrir en costes económicos. Esta cuestión forma parte de la razón de ser de unas medidas unilaterales limitadas, y de por qué los mecanismos para abordar la competitividad son importantes en el diseño de las políticas. Como políticas nacionales, las exenciones y las asignaciones gratuitas pueden influir poco sobre las decisiones políticas de otras jurisdicciones. En cambio, los BCA, como política comercial explícita, podrían incitar a otros países a aumentar el rigor en la fijación del precio de las emisiones para reducir el arancel de importación, especialmente si el BCA se ajusta a los precios de las emisiones extranjeras.

A continuación, nos referiremos a los instrumentos de fijación del precio de las emisiones en la práctica y su evolución, antes de volver a las cuestiones actuales sobre el comercio y los mercados de emisiones.

### Breve historia de los instrumentos de fijación del precio de las emisiones

En esta sección se presenta una visión general de la evolución de los mercados de emisiones entre 1990 y 2021. Existen tres elementos clave a la hora de analizar la relación entre las emisiones, la fijación de su precio y el comercio. En primer lugar, la simple existencia de un precio: la cantidad de jurisdicciones que aplican un instrumento de fijación del precio de las emisiones. En segundo lugar, la cobertura: el porcentaje de emisiones naciona-

---

in trade». Consultado el 7 de enero de 2022. En <https://ourworldindata.org/grapher/share-co2-embedded-in-trade>.

<sup>28</sup> Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage»; Cosbey, Aaron et al. (1 de enero de 2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments».

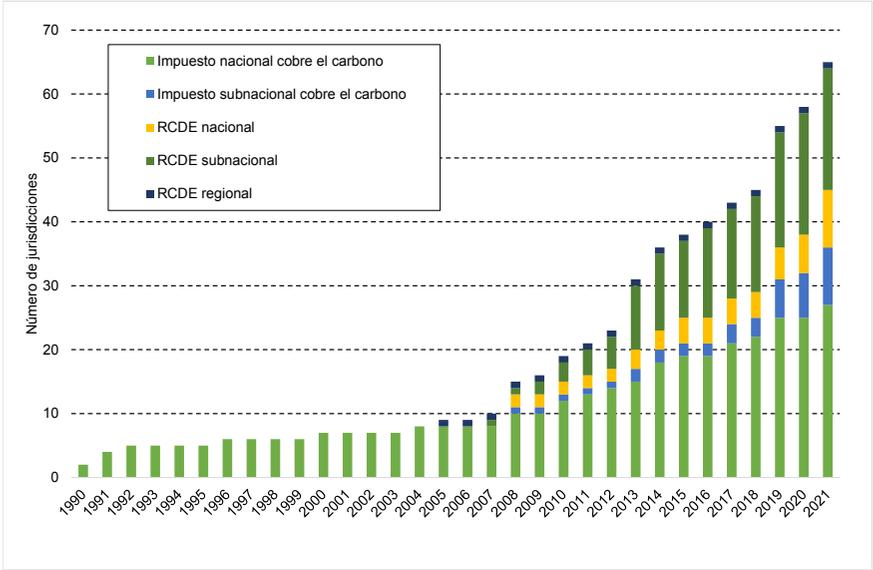
les y globales sujetas a un instrumento de fijación del precio. En tercer lugar, el rigor: la cantidad de incentivos de reducción de emisiones en jurisdicciones con fijación del precio. Analizaremos cada uno de estos elementos.

La fijación explícita del precio de las emisiones comenzó en 1990, cuando Finlandia y Polonia aplicaron impuestos sobre el carbono (Figura 1). En los noventa y a principios de 2000 se observó una lenta introducción de la fijación del precio de las emisiones a través de impuestos sobre el carbono en Europa<sup>29</sup>, y el número de jurisdicciones que lo aplicó aumentó de manera constante tras la introducción del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) de la Unión Europea en 2005. Entre otros avances importantes, se incluye el impuesto sobre el carbono de Japón (2012), varios RCDE pilotos a nivel de ciudad en China<sup>30</sup>, el sistema de cap and trade de California y Quebec, así como el valor de referencia federal de fijación del precio de las emisiones de Canadá (que también impulsó numerosos programas subnacionales). En 2021, 65 jurisdicciones (incluidos 45 sistemas nacionales y 34 subnacionales) tenían instrumentos de fijación del precio de las emisiones en funcionamiento, cubriendo aproximadamente el 21,5% de las emisiones globales<sup>31</sup>. La mayor parte de estos países son europeos o países desarrollados (de altos ingresos). La Tabla 2 muestra los instrumentos de fijación del precio de las emisiones para el G20.

<sup>29</sup> Noruega (1991), Suecia (1991), Dinamarca (1992), Eslovenia (1996), Estonia (2000) y Letonia (2004).

<sup>30</sup> Pekín (2013), Provincia de Cantón (2013), Shanghái (2013), Shenzhen (2013), Tianjín (2013), Chongqing (2014), Hubei (2014) y Fujian (2016).

<sup>31</sup> World Bank (25 de mayo de 2021). «State and trends of carbon pricing 2021». Serial (Washington, DC: World Bank). En <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1728-1>; World Bank (1 de abril de 2021). «Carbon pricing dashboard».



**Figura 1. Número de jurisdicciones que aplican la fijación del precio de las emisiones, 1990-2021. Fuente: World Bank. «Carbon pricing dashboard»**

Nota: Existe un posible solapamiento entre las iniciativas nacionales y subnacionales o las iniciativas nacionales y regionales (por ejemplo, el RCDE UE y los programas nacionales); ambos se contabilizan. Aplicado quiere decir programas formalmente adoptados a través de la legislación con una fecha de inicio oficial. El RCDE incluye los sistemas de cap and trade, así como los estándares de rendimiento comercializables, y excluye los programas de referencia y offset. Subnacional incluye los Estados subnacionales, las iniciativas conjuntas entre Estados subnacionales (por ejemplo, RGGI) y los programas a nivel de ciudad.

País	Tipo	Estado	Descripción
Argentina	Impuesto	Aplicado (2018)	Se aplica a la mayoría de los combustibles líquidos. Algunas exenciones para sectores específicos.
Australia	Ninguno		
Brasil	RCDE	Bajo consideración	
Canadá	Híbrido	Aplicado (2019)	Tasa reguladora sobre combustibles fósiles y estándar de rendimiento con descuentos basados en la producción para las instalaciones designadas como intensivas en emisiones y expuestas al comercio. Las provincias y los territorios

<b>País</b>	<b>Tipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Descripción</b>
Canadá	Híbrido	Aplicado (2019)	pueden aplicar su propio sistema que cumpla con la normativa federal mínima.
China	RCDE	Aplicado (2021)	Se aplica a las emisiones de CO <sub>2</sub> procedentes de la generación de electricidad. Estándar de rendimiento y descuentos basados en la producción.
Francia	Impuesto	Aplicado (2014)	Se aplica a las emisiones de CO <sub>2</sub> procedentes de los sectores industrial, la construcción y el transporte. Las instalaciones cubiertas por el RCDE están exentas. Algunas exenciones para sectores específicos.
Alemania	RCDE	Aplicado (2021)	Sistema de cap and trade, con compensación para sectores EITE. Se aplica a las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de edificios y el transporte por carretera.
India	Ninguno		
Indonesia	Impuesto	Programado (2022)	Impuesto sobre la generación de electricidad por combustión de carbón. RCDE bajo consideración.
Italia	Ninguno		
Japón	Impuesto	Aplicado (2012)	Se aplica a las emisiones de CO <sub>2</sub> procedentes de todos los sectores, con algunas exenciones según el sector. RCDE bajo consideración.
República de Corea	RCDE	Aplicado (2015)	Sistema de cap and trade sobre emisiones de gas efecto invernadero procedentes de los sectores industrial, eléctrico, construcción, aviación civil, público o residuos; permisos distribuidos principalmente por asignación gratuita.

<b>País</b>	<b>Tipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Descripción</b>
México	Impuesto	Aplicado (2014)	Se aplica a las emisiones de CO <sub>2</sub> procedentes de combustibles fósiles, en relación con el contenido de emisiones de gas natural. RCDE en fase de prueba; abarca los sectores eléctrico, petróleo y gas, e industrial.
Rusia	Ninguno		
Arabia Saudí	Ninguno		
Sudáfrica	Impuesto	Aplicado (2019)	Se aplica a las emisiones de gas efecto invernadero procedentes de los sectores industrial, electricidad, construcción y transporte. Algunas exenciones para sectores específicos. El transporte residencial está exento.
Turquía	RCDE	Bajo consideración	
Reino Unido	Híbrido	Aplicado (2013)	Precio mínimo del carbono para la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Sistema de cap and trade introducido en 2021 tras el brexit, abarca las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la generación de electricidad, las industrias intensivas en energía y la aviación. Derechos de emisión gratuitos distribuidos a los sectores EITE.
Estados Unidos	Ninguno	Dos RCDE subnacionales: (1) Sistema de cap and trade de California (2012), que cubre las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los sectores industrial, eléctrico, transporte y construcción. (2) Iniciativa Regional de Gases de Efecto Invernadero (2009), que cubre las emisiones de CO <sub>2</sub> procedentes de la generación de electricidad en diez Estados.	

País	Tipo	Estado	Descripción
Unión Europea	RCDE	Aplicado (2005)	Se aplica a las emisiones de CO <sub>2</sub> de la industria, la electricidad y la aviación, al N <sub>2</sub> O de sectores químicos específicos y al PFC de la producción de aluminio. Derechos de emisión gratuitos distribuidos a los sectores EITE.

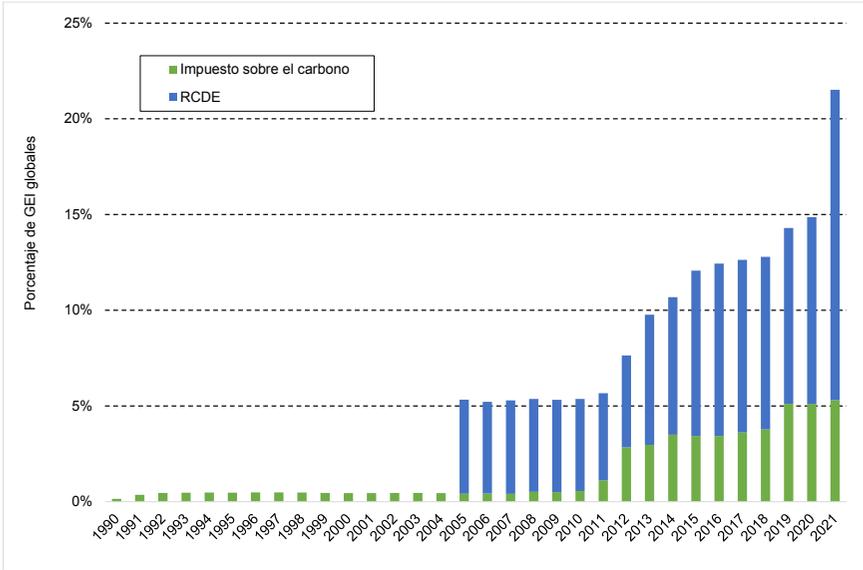
**Tabla 2: Mecanismos del G20 para la fijación del precio de las emisiones a partir de 2021.**

**Fuentes:** World Bank. «Carbon pricing dashboard»; International Carbon Action Partnership (17 de noviembre de 2021). «Brazil». En [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=79](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=79).

Nota: EITE se refiere a intensivo en emisiones y expuesto al comercio

Aunque el número de jurisdicciones que aplican impuestos sobre el carbono es considerable (36 en 2021), el porcentaje de emisiones mundiales sujetas a un precio, denominado «cobertura», es bajo en relación con los regímenes de comercio de derechos de emisión<sup>32</sup> (Figura 2). Hay una doble razón para ello. En primer lugar, porque muchas de las jurisdicciones con un impuesto sobre el carbono, aunque generalmente ponen precio a las emisiones de combustión, representan un pequeño porcentaje de las emisiones globales totales. En segundo lugar, muchas de las jurisdicciones aplican dos sistemas: un impuesto sobre el carbono además de un RCDE o un estándar de rendimiento comercializable para grandes emisores industriales. Estos emisores industriales constituyen una proporción mayor de las emisiones nacionales y, por lo tanto, representan un mayor porcentaje de la cobertura mundial y nacional.

<sup>32</sup> Esto incluye los estándares de rendimiento comercializables como el sistema federal de grandes emisores de Canadá o el sistema de fijación del precio basado en la producción.



**Figura 2. Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero globales cubiertas por la fijación del precio de las emisiones, por tipo, 1990-2021.**  
 Fuente: World Bank. «Carbon pricing dashboard»

Nota: Solo se incluye en los datos la introducción o la eliminación. El RCDE incluye los sistemas de cap and trade, así como los estándares de rendimiento comercializables, y excluye los programas de referencia y offset. En el caso de que se solapen diferentes sistemas de fijación del precio, la cobertura se atribuye a la iniciativa de fijación del precio que se haya introducido en primer lugar.

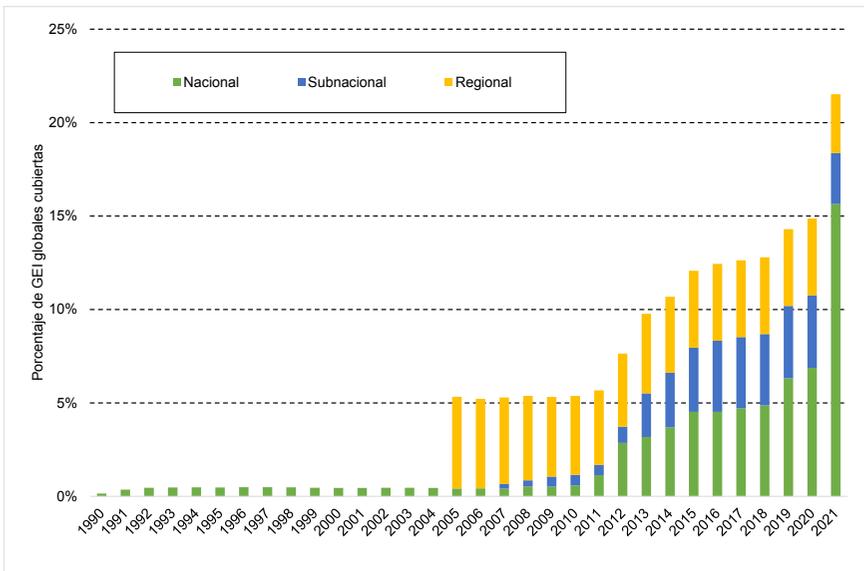
El gran incremento de la cobertura entre 2020 y 2021 se debe a que China ha aplicado su RCDE nacional para el sector eléctrico, que se calcula que cubrirá entre el 30 y el 40% de sus emisiones<sup>33</sup> y el 7,4% de las emisiones globales en 2021<sup>34</sup>. A pesar de que únicamente cubre el sector eléctrico, el RCDE de China es el mayor mercado de emisiones del mundo, con el doble de cobertura que el RCDE UE si se mide como porcentaje de las emisiones globales. En cuanto a las emisiones nacionales, la cobertura relativa es la misma (39% para el RCDE UE frente al 30-40% para China). La ampliación prevista del RCDE de China para cubrir productos petroquímicos, productos químicos, materiales de construcción, producción de acero, metales no ferrosos, fabrica-

<sup>33</sup> World Bank (25 de mayo de 2021). «State and trends of carbon pricing 2021»; Lawrence H. Goulder et al. (1 de enero de 2022). «China's unconventional nationwide CO<sub>2</sub> emissions trading system: cost-effectiveness and distributional impacts». Journal of Environmental Economics and Management 111. 102561. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102561>.

<sup>34</sup> World Bank (1 de abril de 2021). «Carbon pricing dashboard».

ción de papel y aviación nacional, así como cualquier ajuste de diseño de las políticas que lo acompañan, probablemente tendrá un efecto significativo en el futuro<sup>35</sup>.

También cabe destacar el aumento de los sistemas subnacionales y su importancia en la cobertura, en comparación con los sistemas regionales (el RCDE UE) y nacionales (Figura 3), lo que tiene consecuencias para el diseño de futuras políticas y el comercio. Con un interés cada vez mayor en los mecanismos de ajuste de carbono en frontera como alternativa a la política nacional en materia de competitividad, tener en cuenta la fijación del precio de las emisiones subnacionales complicará aún más el diseño de un BCA.



**Figura 3. Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero globales cubiertas por la fijación del precio de las emisiones, por jurisdicción ejecutora, 1990-2021. Fuente: World Bank. «Carbon pricing dashboard»**

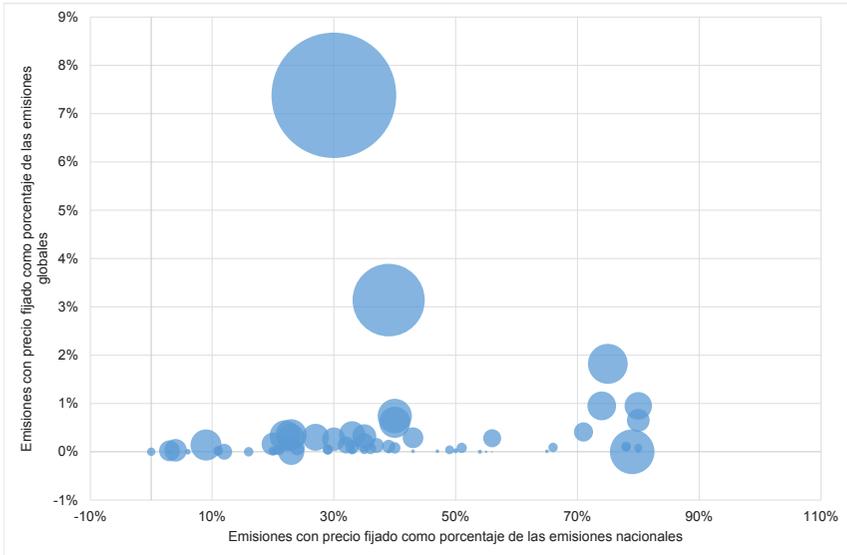
Nota: «Regional» hace referencia al RCDE UE; las iniciativas regionales pero subnacionales, como el sistema de cap and trade de California y Quebec o la Iniciativa Regional de Gases de Efecto Invernadero (RGGI, por sus siglas en inglés) de EE. UU., se clasifican como subnacionales. Solo se incluye en los datos la introducción o la eliminación. El RCDE incluye los sistemas de cap and trade, así como los estándares de rendimiento comercializables, y excluye los programas de referencia y offset. En el caso de que se solapen diferentes sistemas de fijación del precio, la cobertura se atribuye a la iniciativa de fijación del precio que se haya introducido en primer lugar.

<sup>35</sup> IEA (junio de 2020). «China's emissions trading scheme» (París: International Energy Agency). En <https://www.iea.org/reports/chinas-emissions-trading-scheme>.

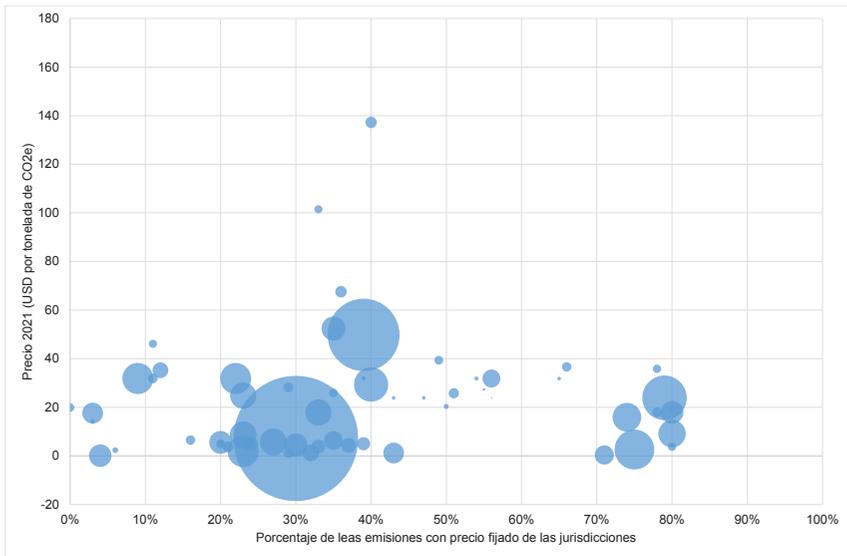
La Figura 4 muestra la relación entre la cobertura (porcentaje de emisiones con un precio fijado) y el rigor (el nivel de precio). El panel A muestra la cobertura jurisdiccional en comparación con la cobertura global, mientras que el panel B muestra la cobertura jurisdiccional en comparación con los niveles de precio; el tamaño de las burbujas indica las emisiones totales jurisdiccionales. El panel A muestra de forma clara que la mayoría de instrumentos de fijación del precio tienen muy poca cobertura global y una cobertura nacional relativamente baja: la mayoría de los sistemas tienen menos del 50% de las emisiones sujetas a precios. Esto es así a pesar de que la mayor parte de las emisiones globales proceden de la utilización de combustibles fósiles y, por lo tanto, resulta fácil fijar un precio<sup>36</sup>. En algunos casos, esto se debe a la elección de diseño. Por ejemplo, el impuesto de Argentina cubre los combustibles líquidos, y el de China cubre únicamente el sector eléctrico, lo que provoca una cobertura nacional limitada. De manera similar, el RCDE UE excluye las emisiones procedentes del transporte y los edificios. En otros casos, la presencia de múltiples sistemas hace que el cálculo de la cobertura sea complejo. Algunos países miembros de la Unión Europea disponen de instrumentos nacionales para ampliar la cobertura de los sectores a los que no se aplica el RCDE (por ejemplo, Dinamarca y Alemania), y la mayoría de las jurisdicciones de Canadá tienen dos sistemas: un impuesto sobre los consumidores y los pequeños emisores, y un sistema para los grandes emisores industriales. La presencia de múltiples sistemas subestima la cobertura de las emisiones nacionales, lo que se refleja en la figura. Realizar un cálculo más exacto de la cobertura queda fuera del alcance de este capítulo, y la observación fundamental de la figura se mantiene: las jurisdicciones con fijación del precio de las emisiones suelen tener una cobertura relativamente baja y son contribuyentes relativamente pequeños a las emisiones globales. Estos dos factores socavan los esfuerzos globales para reducir las emisiones, aunque mitigan la preocupación por las fugas de carbono.

---

<sup>36</sup> Ritchie, H. (18 de septiembre de 2020). «Sector by sector: Where do global greenhouse gas emissions come from?». Our World in Data. En <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.



**Panel A: Porcentaje de emisiones globales con precio fijado y porcentaje de emisiones nacionales con precio fijado**



**Panel B: Precios de las emisiones y porcentaje de emisiones con precio fijado.**

**Figura 4. Relación entre cobertura y rigor.**

Fuentes: World Bank. «Carbon pricing dashboard»; OECD (27 de octubre de 2021). «Carbon pricing in times of COVID-19: What has changed in G20 economies?». París: OECD. En <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/carbon-pricing-in-times-of-covid-19-what-has-changed-in-g20-economies.htm>; International Carbon Action Partnership. «Allowance price explorer».

Consultado el 5 de enero de 2022.

En <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>

Nota: El precio son valores de 2021. El tamaño de las burbujas representa las emisiones de 2015. En el caso de las jurisdicciones con precios para diferentes combustibles (Dinamarca, Finlandia, Islandia, Luxemburgo, México y Noruega), el precio se calcula utilizando la media simple del máximo y el mínimo.

Tanto el panel A como el panel B muestran una gran variación en los precios y la cobertura entre jurisdicciones. Estas diferencias plantean problemas de competitividad, probablemente mitigado por unos precios relativamente bajos. Es probable que estas diferencias adquieran mayor importancia con la adopción de medidas cada vez más drásticas para reducir las emisiones, en especial en el caso de las jurisdicciones que se plantean integrar una política comercial y medioambiental a través de mecanismos de ajustes de carbono en frontera. Por último, el panel B muestra que casi no existe relación (0,01) entre el porcentaje de emisiones con precio fijado y el precio de las emisiones. Existe una ligera relación negativa (-0,02) entre las emisiones totales y el porcentaje con precio fijado, y una relación ligeramente más fuerte (-0,07) entre las emisiones totales y el precio. Las dos últimas relaciones concuerdan con la preocupación por las fugas: las jurisdicciones con mayores emisiones tienen más probabilidades de tener una menor cobertura y precios más bajos.

En cuanto al rigor de la fijación del precio de las emisiones, la Figura 5 muestra la distribución de los precios a lo largo del tiempo, incluidos los precios anuales mínimos, máximos y promedios. Los precios no son directamente comparables entre jurisdicciones debido a las diferencias en la cobertura (sector económico y gases de efecto invernadero, etc.), las exenciones y las medidas de contención de costes o de uso de ingresos, como la asignación gratuita de permisos. Sin embargo, los precios que aparecen en la imagen son una medida importante del rigor de la fijación del precio de las emisiones en diferentes mercados. Es importante destacar que, aunque el número de jurisdicciones que aplican la fijación del precio ha aumentado sustancialmente con el tiempo, el precio promedio se ha mantenido en torno a los 15 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>e (nominal) entre 1991 y 2021. Esto significa que, en un año determinado, el 50 % de las jurisdicciones con fijación del precio de las emisiones tenía un precio por debajo de los 15 USD por tonelada.

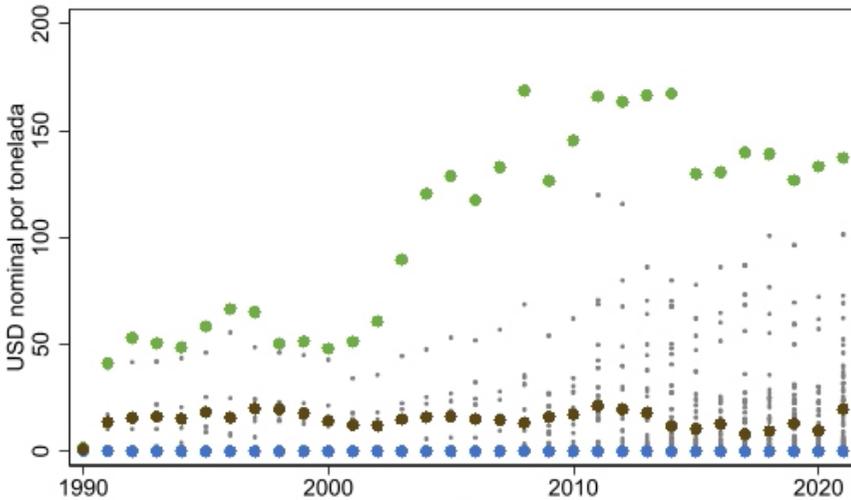


Figura 5. Fijación del precio de las emisiones en USD nominal por tonelada, 1990-2021.

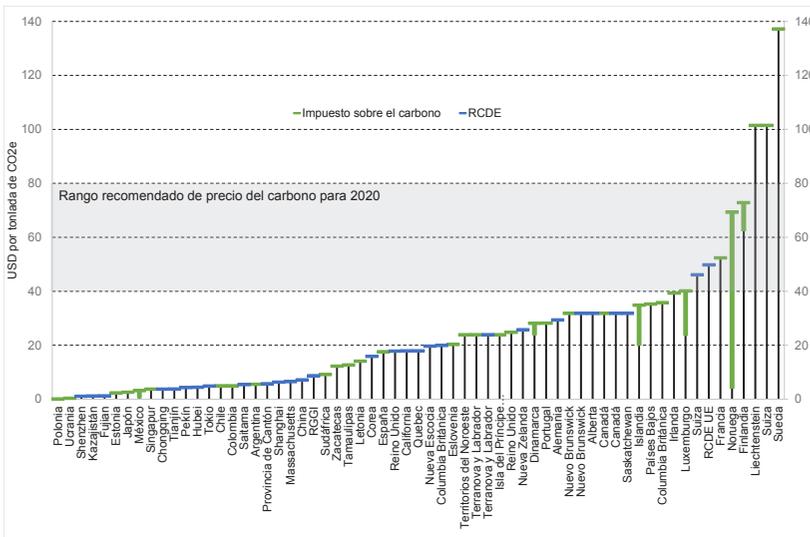
Fuentes: World Bank. «Carbon pricing dashboard»;  
 OECD. «Carbon pricing in times of COVID-19»;  
 International Carbon Action Partnership. «Allowance price explorer»

Nota: Solo se incluyen las jurisdicciones con una fijación del precio de las emisiones activas. Los precios de todos los países, excepto China y el RCDE de Reino Unido, son a partir del 1 de abril de 2021; los precios para China y el RCDE de Reino Unido son de finales de 2021.

Noruega tiene un precio mínimo y uno máximo, que también difiere según el combustible; solo se incluyen el mínimo y el máximo. Suecia tuvo un precio máximo y mínimo de 1992 a 2016, que variaba en función del sector económico y de algunos combustibles; solo se incluyen el mínimo y el máximo para ese periodo. En 2011, Finlandia aplicó una fijación de precios diferentes para los combustibles líquidos para el transporte y otros combustibles fósiles. En 2014, Irlanda introdujo un tipo diferenciado para los combustibles sólidos y lo aumentó para igualar otros combustibles en los años siguientes; ambos están incluidos. En 2014, México introdujo un impuesto sobre el carbono para cada combustible fósil, sobre las emisiones adicionales de CO<sub>2</sub> en relación con el gas natural; únicamente se incluyen el mínimo y el máximo. En 2017, Dinamarca diferenció entre combustibles fósiles sólidos y gases fósiles. En 2018, Argentina introdujo un impuesto al carbono sobre la mayoría de los combustibles líquidos, y en 2019 añadió un tipo diferencial sobre el fueloil, el carbón mineral y el coque de petróleo; todos están incluidos. Argentina pausó su impuesto en 2020 como respuesta a la pandemia, y lo restableció para los combustibles líquidos en 2021. En 2020, Islandia introdujo un tipo de impuesto diferencial sobre los gases fósiles; ambos están incluidos. En 2021, Luxemburgo introdujo su impuesto sobre el carbono, que tiene precios diferentes para la gasolina, el diésel y «otros» combustibles fósiles; todos están incluidos.

Los precios históricos y actuales están muy por debajo de lo necesario para cumplir los objetivos del Acuerdo de París, que se estiman deberían estar entre 40-80 USD para 2020 y entre

50-100 USD para 2030<sup>37</sup>. En 2021, solo siete precios estaban en el rango recomendado para 2020<sup>38</sup>, y tres estaban por encima<sup>39</sup>, lo que representa el 3,75% de las emisiones globales (Figura 6). Únicamente seis países (Francia, Finlandia, Liechtenstein, Noruega, Suiza y Suecia) tienen precios dentro del rango recomendado para 2030, aunque el precio de los derechos de emisión en el RCDE UE está justo por debajo de los 50 USD. En particular, 12 Estados miembros de la Unión Europea con fijación del precio de las emisiones adicional al RCDE UE tienen precios nacionales por debajo del precio del RCDE, que van desde 0,08 USD (Polonia) a 40 USD (Luxemburgo).



**Figura 6. Precios de las emisiones de 2021 por jurisdicción, USD por tonelada.**  
**Fuente: World Bank. «Carbon pricing dashboard»; OECD. «Carbon pricing in times of COVID-19»; International Carbon Action Partnership. «Allowance price explorer»**

Nota: Los precios, excepto los de China y el RCDE de Reino Unido, son a partir del 1 de abril de 2021. Los precios para China y el RCDE de Reino Unido son de finales de 2021. Dinamarca, Finlandia, Islandia, Luxemburgo, México y Noruega tienen precios distintos según el combustible; la gráfica muestra el rango entre los precios mínimos y

<sup>37</sup> High-Level Commission on Carbon Prices (29 de mayo de 2017). «Report of the High-Level Commission on Carbon Prices».

<sup>38</sup> RCDE UE (49,78 USD), impuesto sobre el carbono de Finlandia (combustibles líquidos para el transporte: 72,83 USD; otros combustibles fósiles: 62,25 USD), impuesto sobre el carbono de Francia (52,39 USD), impuesto sobre el carbono de Luxemburgo (diésel: 40,12 USD), impuesto sobre el carbono de Noruega (límite máximo: 69,33 USD), y RCDE de Suiza (46,10 USD).

<sup>39</sup> Liechtenstein (101,47 USD), Suecia (137,24 USD) e impuesto sobre el carbono de Suiza (101,47 USD).

máximos. México tiene un RCDE piloto que se inició en 2020, pero no están disponibles los precios. El rango recomendado de precios del carbono para 2020 procede de la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono.

### Emisiones, fijación del precio de las emisiones y comercio

La vulnerabilidad de la actividad económica de un país determinado a la fijación del precio de las emisiones y los mercados de emisiones depende de la intensidad energética y de emisiones de su producción, del precio impuesto sobre las emisiones y de las emisiones implícitas en el comercio. La intensidad de emisiones de la producción está disminuyendo en general (Figura 7), con la excepción de los países fuera de la OCDE<sup>40</sup> que no aplican una fijación del precio a las emisiones. Como cabe esperar, los países de la OCDE tienen, de media, una menor intensidad de CO<sub>2</sub> en su producción. Esto significa que, en iguales condiciones, imponer un precio a las emisiones tiene un menor coste para esos países.

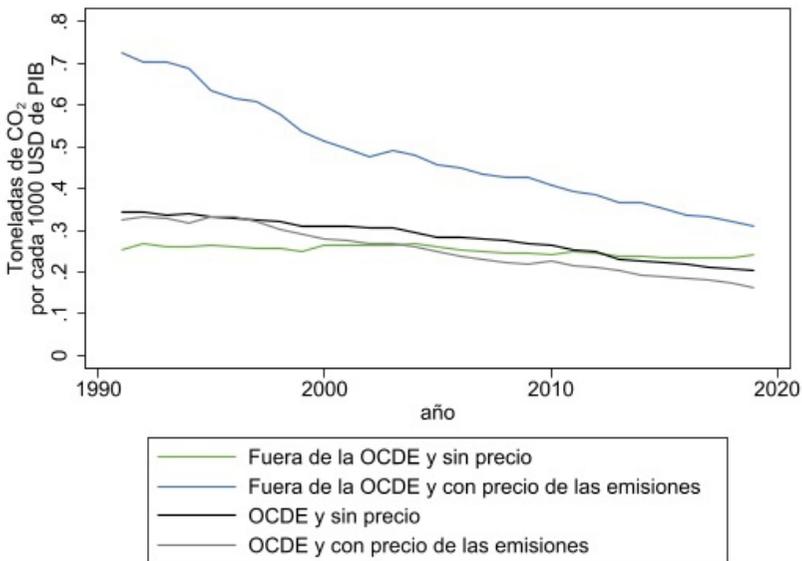


Figura 7. Intensidad media de CO<sub>2</sub> de la producción, 1991-2019.

Fuente: Ritchie, H. y Roser, M. (11 de mayo de 2020). «CO<sub>2</sub> and greenhouse gas emissions». Our World in Data. En <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>

Nota: El PIB es en dólares constantes de 2017, ajustado a la paridad de poder adquisitivo. Los países con un precio de las emisiones se clasifican a partir de 2021. Se presenta la media anual dentro del grupo.

<sup>40</sup> Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, un indicador para los países desarrollados.

Los datos sobre la gravedad de las fugas de emisiones son contradictorios, ya que la mayoría de los trabajos se basan en simulaciones numéricas *ex ante* y no en evaluaciones *ex post* de la fijación del precio de las emisiones<sup>41</sup>. Estas simulaciones numéricas sugieren que la fuga oscila entre el 5 y el 30%, lo que implica que hasta el 30% de las reducciones de emisiones nacionales se compensan mediante incrementos en otras jurisdicciones<sup>42</sup>. Los análisis sectoriales de las industrias intensivas en emisiones y expuestas al comercio sugieren que las fugas son mucho más elevadas, oscilando entre el 20 y el 70%<sup>43</sup>.

Los datos de los análisis empíricos directos *ex post* también son contradictorios. El análisis del Protocolo de Kioto sugiere que las emisiones nacionales de los países comprometidos disminuyen, pero las emisiones importadas y la intensidad de las emisiones de las importaciones aumentan<sup>44</sup>. Kanemoto et al. conclu-

---

<sup>41</sup> Para revisar los datos, véase Condon, M. e Ignaciuk, A. (31 de octubre de 2013). «Border carbon adjustment and international trade»; Branger, F. y Quirion, P. (1 de marzo de 2014). «Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies». *Ecological Economics* 99. Pp. 29-39. En <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.010>; Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

<sup>42</sup> Böhringer, C.; Balistreri, E. J. y Rutherford, T. F. (1 de diciembre de 2012). «The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: overview of an energy modeling forum study (EMF 29)». *Energy Economics* 34. The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: results from EMF 29. S97-110. En <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.10.003>; Condon, M. e Ignaciuk, A. (31 de octubre de 2013). «Border carbon adjustment and international trade»; Branger, F. y Quirion, P. (1 de marzo de 2014). «Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses?»; Carbone, J. C. y Rivers, N. (1 de enero de 2017). «The impacts of unilateral climate policy on competitiveness: evidence from computable general equilibrium models». *Review of Environmental Economics and Policy* 11, nº 1. Pp. 24-42. En <https://doi.org/10.1093/reep/rew025>.

<sup>43</sup> Demailly, D. y Quirion, P. (1 de enero de 2006). «CO<sub>2</sub> abatement, competitiveness and leakage in the european cement industry under the EU ETS: grandfathering versus output-based allocation». *Climate Policy* 6, nº 1. Pp. 93-113. En <https://doi.org/10.1080/14693062.2006.9685590>; Ponsard, J. P. y Walker, N. (1 de enero de 2008). «EU emissions trading and the cement sector: a spatial competition analysis». *Climate Policy* 8, nº 5. Pp. 467-493. En <https://doi.org/10.3763/cpol.2007.0500>; Fowlie, M. y Reguant, M. (19 de agosto de 2021). «Mitigating emissions leakage in incomplete carbon markets». *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*. En <https://doi.org/10.1086/716765>.

<sup>44</sup> Aichele, R. y Felbermayr, G. (1 de mayo de 2012). «Kyoto and the carbon footprint of nations». *Journal of Environmental Economics and Management* 63, nº 3. Pp. 336-354. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2011.10.005>; Aichele, R. y Felbermayr, G. (2015). «Kyoto and carbon leakage: an empirical analysis of the carbon content of bilateral trade». *The Review of Economics and Statistics* 97, nº 1. Pp. 104-115.

yen que la reducción de las emisiones por parte de los países desarrollados entre 1990 y 2011 está más que compensada por el aumento de las emisiones implícitas en las importaciones<sup>45</sup>. Esto sugiere que existe una fuga y que es potencialmente significativa. En cambio, los datos de las industrias EITE cubiertas por el RCDE UE sugieren una fuga mínima o inexistente<sup>46</sup>. Sin embargo, estos resultados no deberían sorprender dados los bajos precios de los permisos y las asignaciones gratuitas a las industrias EITE. Además, la fuga a través de la deslocalización económica se considera generalmente un fenómeno a medio y largo plazo<sup>47</sup>.

No obstante, conforme aumente el rigor en la fijación del precio de las emisiones, cabe esperar que haya más preocupación y más datos sobre las fugas derivadas de las medidas unilaterales. Los países con fuentes de energía intensivas en emisiones y, por lo tanto, con una producción intensiva en emisiones (como Canadá o China) son relativamente más vulnerables a la fijación del precio. El resto de este apartado analiza las emisiones implícitas en el comercio para identificar los países con mayor o menor riesgo de fuga, y posteriormente se centra en el mecanismo de ajuste de carbono en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés) propuesto por la Unión Europea como caso práctico de la compleja relación entre la política climática y la política comercial.

<sup>45</sup> Kanemoto, K. et al. (1 de enero de 2014). «International trade undermines national emission reduction targets: new evidence from air pollution». *Global Environmental Change* 24. Pp. 52-59. En <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2013.09.008>.

<sup>46</sup> Renaud, J. (octubre de 2008). «Climate policy and carbon leakage-analysis». IEA Information Paper (International Energy Agency). En <https://www.iea.org/reports/climate-policy-and-carbon-leakage>; Branger, F., Quirion, P. y Chevallier, J. (1 de julio de 2017). «Carbon leakage y competitiveness of cement and steel industries under the EU ETS: much ado about nothing». *The Energy Journal* 37, nº 3. En <https://doi.org/10.5547/01956574.37.3.fbra>; Healy, S., Schumacher, K. y Eichhammer, W. «Analysis of carbon leakage under phase III of the EU emissions trading system: trading patterns in the cement and aluminium sectors». *Energies* 11, nº 5. 1.231. En <https://doi.org/10.3390/en11051231>; Naegele, H. y Zaklan, A. «Does the EU ETS cause carbon leakage in european manufacturing?». *Journal of Environmental Economics and Management* 93. Pp. 125-147. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.11.004>; Dechezleprêtre, A. et al. (24 de diciembre de 2021), «Searching for carbon leaks in multinational companies». *Journal of Environmental Economics and Management*. 102601. En <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102601>.

<sup>47</sup> Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

## Comercio de emisiones implícitas

La Figura 8 presenta la balanza comercial de las emisiones de gases de efecto invernadero implícitas en el comercio en 2016, medida como exportaciones netas (importaciones menos exportaciones) de las emisiones. Los importadores netos son aquellas jurisdicciones cuyas emisiones importadas implícitas en el consumo son mayores que la producción nacional. Los exportadores netos tienen emisiones nacionales superiores a las emisiones implícitas en sus importaciones. Los datos presentados en la figura son emisiones basadas en el consumo, a diferencia de las emisiones basadas en la producción o en el territorio. Las emisiones basadas en el consumo representan el total de las emisiones implícitas en la demanda final en cada país, incluidas las emisiones de la producción a lo largo de toda la cadena de suministro. En la contabilidad basada en la producción, las emisiones de la producción de un artículo, como un bolígrafo, se asignan al sector y a la jurisdicción en cada etapa de la cadena de suministro. Por ejemplo, supongamos que el bolígrafo se compra en el Reino Unido y se fabrica en España utilizando gas natural producido en Noruega y plásticos producidos en Polonia. Con la contabilidad basada en la producción, las emisiones procedentes de la producción de gas natural se asignan a Noruega, las emisiones derivadas de la producción de plástico se asignan a Polonia, las emisiones de la fabricación de bolígrafos se asignan a España y las emisiones procedentes de la tienda del Reino Unido se asignan a Reino Unido. En cambio, según una contabilidad basada en el consumo, la suma de emisiones a través de la cadena de valor se asignaría a Reino Unido. La ventaja de las emisiones basadas en el consumo es que muestra el verdadero daño medioambiental de la producción y es un indicador de la deslocalización de las emisiones.

Son cuatro los factores principales que determinan si un país es un importador neto o un exportador neto de emisiones. En primer lugar, la intensidad de las emisiones del sistema energético de un país contribuye significativamente a la intensidad de las emisiones de la producción. En segundo lugar, la composición económica de un país: la cantidad de actividad económica de los sectores intensivos en emisiones, como la industria pesada, frente a las actividades menos intensivas en emisiones, como los servicios. En tercer lugar, el volumen de comercio de un país. En cuarto lugar, la intensidad relativa de las emisiones de la producción de sus socios comerciales. Por ejemplo, un país con un sistema energético de bajas emisiones y una actividad econó-



la competitividad y la vulnerabilidad a las fugas es un reto<sup>49</sup>, es una parte importante de los mecanismos actuales de fijación del precio de las emisiones, y también para analizar los efectos de la fijación del precio sobre los términos del comercio. Los exportadores netos también están expuestos a los posibles efectos de los ajustes de carbono en frontera.

Con algunas excepciones, la mayoría de países desarrollados son importadores netos de emisiones. El hecho de que los países desarrollados (ricos) sean importadores netos sugiere que, a pesar de los avances de estos países en el cumplimiento de los compromisos climáticos de Kioto y París a nivel interno, lo están haciendo a través de un aumento (parcial) de sus importaciones de otras jurisdicciones con mayor intensidad de emisiones en la producción. También cabe destacar, cómo en la Figura 7 se muestra, que la mayoría de países con fijación del precio de las emisiones, y en especial Europa, son importadores netos de emisiones. Con una fijación del precio de las emisiones cada vez más estricta en estas jurisdicciones, existe la posibilidad de que se produzcan más fugas de emisiones en estos países.

La Figura 9 muestra el cambio en las cuotas de comercio de emisiones entre 1990 y 2019 para los países con y sin fijación del precio de las emisiones (panel A), y para los países de la OCDE<sup>50</sup> y fuera de la OCDE (panel B). El número de importadores netos creció entre 1990 y 2019, al igual que ocurrió con la media de las importaciones netas. Los países que aplicaban la fijación del precio de las emisiones en 2021 presentaron un mayor crecimiento en sus cuotas de comercio, es decir, importaron más emisiones en comparación con 1990. De media, los países sin una fijación del precio de las emisiones experimentaron pocos cambios en las emisiones implícitas en el comercio. Este patrón se repite en el caso de los países de la OCDE. No obstante, lo que destaca en ambos paneles es que estos cambios son bastante pequeños. A pesar del aumento del comercio internacional en general, del aumento del comercio de insumos intermedios y de la creciente importancia de los países en desarrollo como China o India como principales proveedores, la mayoría de los países representados registraron muy pocos cambios en las emisiones implícitas en su comercio.

<sup>49</sup> Fowlie, M. and Reguant, M. (19 de agosto de 2021). «Mitigating emissions leakage in incomplete carbon markets»; Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

<sup>50</sup> Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, un indicador para los países desarrollados.

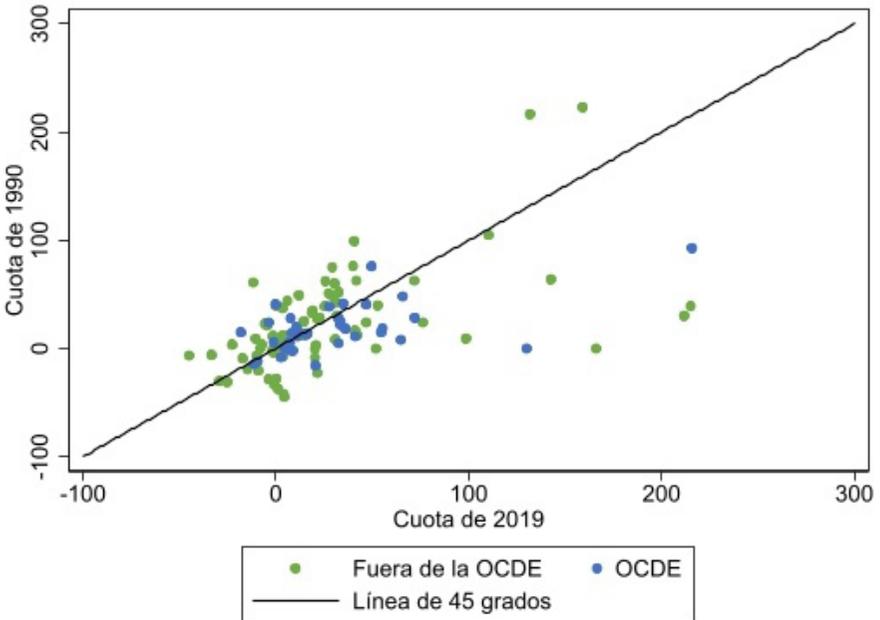
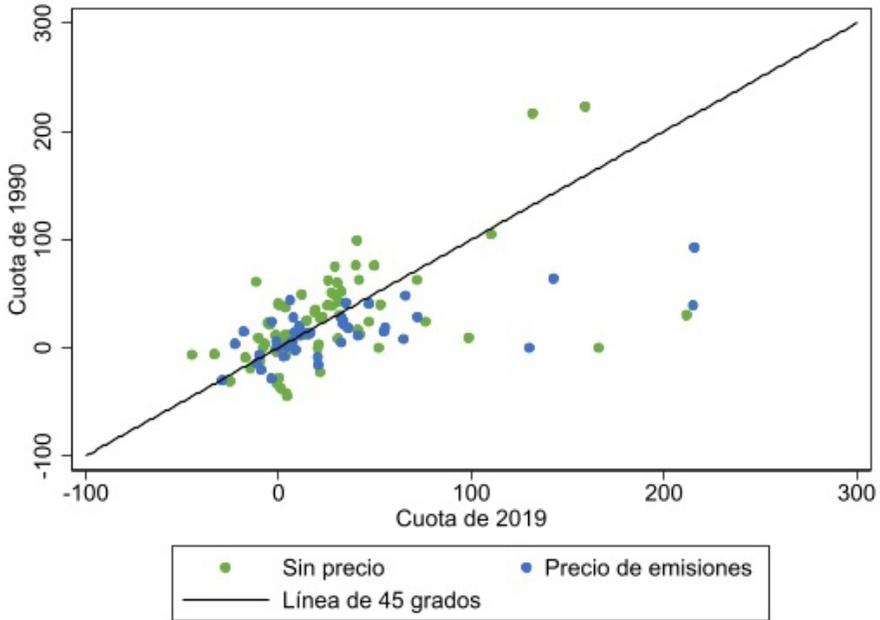


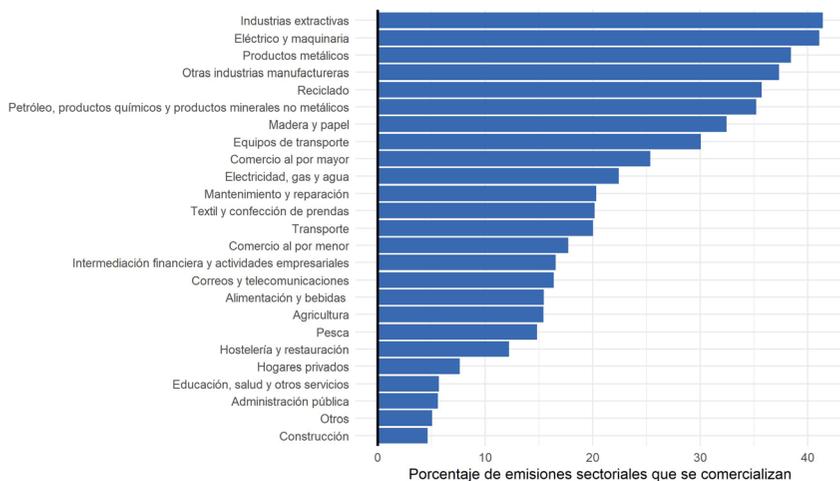
Figura 9. Emisiones de CO<sub>2</sub> implícitas en el comercio, 1990 frente a 2019.  
Fuente: Our World in Data. «CO<sub>2</sub> emissions embedded in trade». Consultado el 7 de enero de 2022.

En <https://ourworldindata.org/grapher/share-co2-embedded-in-trade>

Nota: N=131. Las emisiones implícitas en el comercio se miden como emisiones netas exportadas e importadas (exportaciones menos importaciones) como porcentaje de las emisiones nacionales de la producción. Los valores positivos indican los países que son importadores netos de CO<sub>2</sub> y los valores negativos indican los exportadores netos. Por ejemplo, un valor del 10% significa que las importaciones netas de emisiones de un país son el 10% de las emisiones internas. La línea de 45 grados indica dónde las cuotas de comercio de 1990 son iguales a las de 2019. Los puntos por encima de la línea significan que las emisiones implícitas en 1990 son mayores que las de 2019.

Aunque el comercio global de emisiones es importante para los efectos agregados de las medidas unilaterales nacionales, las emisiones sectoriales y la exposición comercial de los sectores, también influye en las fugas y en el riesgo de fuga. Es importante resaltar que existe una notable variación en el porcentaje de emisiones comercializadas entre sectores (Figura 10), medida mediante el porcentaje de las emisiones de un determinado sector que se exportan. No es de extrañar que los sectores orientados a los servicios, como la hostelería, y los sectores orientados al mercado doméstico, como la construcción, tengan muy poco comercio de emisiones. En cambio, hay doce sectores con más del 20% de sus emisiones comercializadas, y siete exportan más del 30% de sus emisiones. El elevado porcentaje de emisiones comercializadas significa que la fijación del precio de las emisiones afecta relativamente más a estos sectores por su mayor exposición a la competencia internacional. Un aumento unilateral de los precios en una jurisdicción incrementa los costes en relación con todos los demás países y disminuye la competitividad de sus exportaciones en estos sectores. Además, la imposibilidad de repercutir los costes a los importadores genera un riesgo de fuga para estas industrias.

La Figura 10 también muestra que la fijación del precio de las emisiones a nivel de toda la economía no es óptima cuando los países fijan los precios de las emisiones de forma unilateral. El escaso comercio de emisiones de algunos sectores significa que hay poco riesgo de fuga económica y, por lo tanto, poca necesidad de ayudas a la industria, como los descuentos basados en la producción o la asignación gratuita de permisos. Asimismo, subvencionar sectores con poca exposición comercial tiene dos efectos negativos adicionales: en primer lugar, suponiendo la existencia de un presupuesto fijo para las ayudas a la competitividad, desplaza la financiación de los sectores con riesgo de fuga a los que no lo tienen, disminuyendo la capacidad de los Gobiernos para evitar las fugas en los sectores expuestos al comercio.



**Figura 10. Comercio de emisiones por sector, 2016.**  
**Fuente: KGM & Associated Pty Ltd (s.f.). «The Eora global supply chain database»**

Nota: Porcentaje de emisiones comercializadas medidas por las exportaciones de emisiones sectoriales como proporción de las emisiones sectoriales totales.

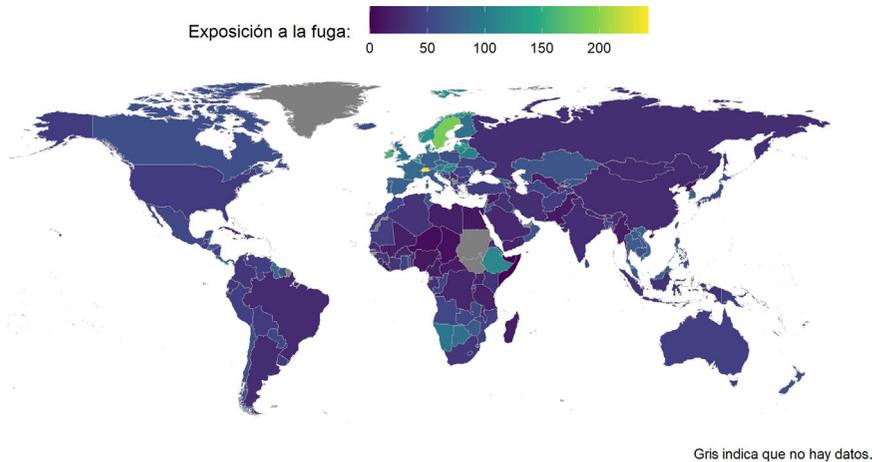
En segundo lugar, socava innecesariamente la señal de precios a los consumidores finales, como se ha comentado en la Tabla 1. En la práctica, la política de mitigación de las fugas suele ser selectiva, y las jurisdicciones hacen un gran esfuerzo para distinguir y definir las industrias que pueden recibir ayudas<sup>51</sup>. Por ejemplo, el RCDE UE facilita el 100% de las asignaciones de permisos de manera gratuita a sectores considerados de mayor riesgo, y un máximo del 30% a sectores menos expuestos<sup>52</sup>.

Es importante destacar que también existen grandes diferencias en la intensidad de las emisiones de la producción entre los países de la OCDE y los de fuera de la OCDE, incluso en sectores

<sup>51</sup> Dobson, S. y Winter, J. (25 de octubre de 2018). «Assessing policy support for emissions intensive and trade exposed industries».

<sup>52</sup> Comisión Europea (2019). Decisión delegada (UE) 2019/708 de la Comisión de 15 de febrero de 2019 que completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo referente a la determinación de los sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono para el periodo 2021-2030. Publicación L. Nº 2019/708. En <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L:2019:120:FULL>; Comisión Europea. «Asignación de derechos a instalaciones industriales». Consultado el 11 de enero de 2022. En [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations_es).

económicos específicos<sup>53</sup>. Entre estos sectores se incluyen los metales, los minerales no metálicos, los productos de petróleo refinado y los productos químicos, de caucho y de plástico. Estos sectores, que son intensivos en emisiones y están expuestos al comercio, presentan el mayor riesgo de fuga de los países desarrollados con fijación del precio de las emisiones a los países en desarrollo que no lo tienen. La Figura 11 presenta la exposición a las fugas por país, medida como emisiones comercializadas (importaciones más exportaciones) como el porcentaje de las emisiones de la producción nacional. Cabe destacar la elevada exposición de fuga a la que se enfrentan los países desarrollados con una fijación del precio de las emisiones: Canadá, los países de la Unión Europea, Islandia, Noruega, Reino Unido y Japón. La exposición de Europa a la fuga es especialmente importante y ofrece un contexto adicional para la propuesta de CBAM, a la que nos referimos a continuación.



**Figura 11. Exposición a la fuga por país, 2016.**  
Fuente: KGM & Associated Pty Ltd.

Nota: Exposición a la fuga medida mediante las importaciones más las exportaciones de emisiones como porcentaje de las emisiones de producción nacionales. El gris indica la ausencia de datos.

### Propuesta de CBAM de la Comisión Europea

La Comisión Europea publicó en julio de 2021 su propuesta de reglamento de un mecanismo de ajuste de carbono en frontera, y es uno de los principales pilares del paquete climático denomi-

<sup>53</sup> Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

nado Fit for 55. Fit for 55 es un paquete de trece medidas políticas y propuestas para reducir las emisiones de la Unión Europea en al menos el 55% por debajo de los niveles de 1990 antes de 2030 y para cumplir los objetivos del Pacto Verde Europeo<sup>54</sup>. Tanto el objetivo de 2030 como el de cero emisiones netas para 2050 pasaron a ser jurídicamente vinculantes el 29 de julio de 2021<sup>55</sup>. El CBAM y las propuestas de modificación del RCDE cambiarán la política de fijación del precio de las emisiones de la Unión Europea en varios aspectos importantes. Primero, la ampliación del RCDE al transporte marítimo y la posible ampliación también a la aviación internacional<sup>56</sup>. Segundo, la creación de un RCDE independiente para las emisiones del transporte por carretera y los edificios<sup>57</sup>. Tercero, y lo más importante desde el punto de vista del diseño y el cambio de políticas, la introducción de un mecanismo de ajuste de carbono en frontera para el cemento, el hierro y el acero, el aluminio, los fertilizantes y la electricidad, y la eliminación gradual de la asignación gratuita de permisos de emisión para esos sectores<sup>58</sup>. Los cinco sectores identificados en la propuesta de CBAM representan el 55% de las emisiones industriales y el 40% de las emisiones totales de la Unión Europea en 2020<sup>59</sup>. Estos sectores tienen una cantidad elevada de emisiones implícitas en el comercio (véase la Figura 8 anterior) y se identificaron para el CBAM en función de sus emisiones globales y su

<sup>54</sup> Comisión Europea, Secretaría General (11 de diciembre de 2019). «Comunicación de la Comisión: el Pacto Verde europeo». Comunicación (Bruselas: Comisión Europea). En [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF); Consejo Europeo (22 de diciembre de 2021). «Objetivo 55». En <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>.

<sup>55</sup> Comisión Europea. «Ley europea del clima». Acción por el clima. Consultado el 12 de enero de 2022. En [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_es).

<sup>56</sup> Servicio de Prensa-Secretaría General del Consejo (20 de diciembre de 2021). «Environment Council background brief». Consejo Europeo. En <https://www.consilium.europa.eu/media/53399/background-brief-environment-council-20211220.pdf>.

<sup>57</sup> Consejo Europeo (22 de diciembre de 2021). «Objetivo 55».

<sup>58</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono: preguntas y respuestas».

<sup>59</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Commission staff working document impact assessment report accompanying the document proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism». Documento de trabajo de los servicios de la Comisión. Comisión Europea. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021SC0643>.

exposición comercial<sup>60</sup>. Se propone aplicar para 2023 un sistema de apoyo para la notificación de emisiones por parte de los países que exportan a la Unión Europea, con el ajuste financiero del CBAM en vigor en 2026<sup>61</sup>. El ajuste CBAM exige a los exportadores a la Unión Europea que compren certificados CBAM al precio vigente de los derechos de emisión del RCDE.

La razón de ser del CBAM es garantizar «que el precio de las importaciones refleja con más precisión su contenido de carbono», al tiempo que se abordan las fugas y se refuerza la señal de precios de las emisiones presente en el RCDE<sup>62</sup>. La propuesta plantea expresamente la cuestión de que las asignaciones gratuitas de permisos de emisiones reducen los costes medios de las instalaciones cubiertas por el RCDE y la consiguiente disminución de los incentivos para invertir en la mitigación adicional de los gases de efecto invernadero. El CBAM propuesto se aplicaría a los países no pertenecientes a la Unión, aunque los países que participen en el RCDE UE o que tienen un mercado vinculado al RCDE UE estarían exentos: esto se aplicaría a Islandia, Liechtenstein y Noruega, como miembros del RCDE UE, y a Suiza con un RCDE vinculado<sup>63</sup>. En un principio, el CBAM únicamente pondría precio a las emisiones directas de la producción, aunque la propuesta incluye la intención de ampliar el alcance a las emisiones indirectas en el futuro. A las importaciones de países con una fijación del precio de las emisiones se les deducirían esos costes del precio del CBAM. La propuesta no incluye ninguna disposición sobre los descuentos a la exportación para la producción de la UE.

Son seis los grandes retos conceptuales y prácticos asociados a la aplicación del CBAM. El primero es la cuestión de la fuga de emisiones. La propuesta actual presenta un ajuste incompleto para la fuga en comparación con el RCDE UE, el cual cuenta con asignaciones gratuitas de permisos para las industrias designadas

---

<sup>60</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono». Bruselas: Comisión Europea. En [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a95a4441-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0022.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a95a4441-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0022.02/DOC_1&format=PDF).

<sup>61</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono: preguntas y respuestas».

<sup>62</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono». P. 2.

<sup>63</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono: preguntas y respuestas».

como intensivas en emisiones y expuestas al comercio. El CBAM igualará los precios de las emisiones dentro de la Unión Europea, ofreciendo a los productores nacionales protección frente a las importaciones de países con políticas medioambientales menos estrictas. Sin embargo, debido a que no se ha propuesto un ajuste a las exportaciones de la Unión Europea, el CBAM no protege la competitividad internacional de los productores. Dado que los países de la Unión Europea son importadores netos de emisiones (Figura 7), este hecho puede ser menos preocupante. Además, es posible que los descuentos a la exportación no sean compatibles con las normas de la OMC, debido a que aumentarían las emisiones y socavarían el tratamiento coherente de las empresas nacionales y no nacionales<sup>64</sup>. Sin embargo, una protección incompleta frente a la fuga puede suponer un obstáculo para su aplicación.

El segundo reto, y relacionado con lo anterior, es el tratamiento de las emisiones indirectas, las emisiones implícitas en el comercio y los insumos intermedios para la producción de productos finales cubiertos por el CBAM. La propuesta de 2021 establece que el CBAM solo se aplicará a las emisiones directas, pero expresa el deseo de ampliarlo a las emisiones indirectas, una opinión compartida por la Comisión de Comercio Internacional del Parlamento Europeo<sup>65</sup>. Los sectores iniciales cubiertos por el CBAM tienen un elevado porcentaje de emisiones comercializadas, por lo que incluir solo las emisiones directas significará que una proporción de las emisiones implícitas en la producción permanecerá sin precio. Pensemos en un producto cuya cadena de suministro se desarrolle íntegramente en la Unión Europea: la presencia del RCDE y de los instrumentos complementarios de fijación del precio específicos de cada país significa que la mayoría de las emisiones implícitas tienen un precio. Ahora comparemos esto con un producto importado (idéntico), en el que solo las emisiones directas tienen fijado un precio a través de un ajuste de CBAM. Aunque resulta más sencillo tener en cuenta únicamente las emisiones directas en el ajuste de CBAM, esto plantea un problema

<sup>64</sup> Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

<sup>65</sup> Comisión de Comercio Internacional del Parlamento Europeo (22 de noviembre de 2021). «Proyecto de opinión de la Comisión de Comercio Internacional para la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria sobre la propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono». Parlamento Europeo. En [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/INTA-PA-699250\\_ES.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/INTA-PA-699250_ES.pdf).

de competitividad. No obstante, calcular las emisiones indirectas no es un ejercicio trivial, sino que se necesita información detallada sobre las emisiones en cada etapa de la producción y por jurisdicción. Cada vez se dispone de más datos de alta calidad para respaldar estos cálculos<sup>66</sup>, pero también hay que buscar un equilibrio entre la precisión y especificidad de los cálculos de las emisiones implícitas, y la complejidad administrativa. Dado que la mayoría de emisiones implícitas en muchos productos EITE son indirectas<sup>67</sup>, es probable que este aspecto adquiera cada vez más importancia en el diseño de las políticas en el futuro. Para incluir las emisiones indirectas también es necesario revisar la cuestión del reparto de la carga entre países, ya que las emisiones indirectas son mayores en los sectores EITE de los países menos desarrollados y fuera de la OCDE<sup>68</sup>.

El tercer reto, y derivado del segundo problema, es calcular el factor de ajuste. Una vez establecido el alcance de las emisiones cubiertas por el CBAM, la cuestión es cómo gestionar el equilibrio entre la complejidad administrativa y la especificidad de los valores de referencia de las emisiones (métricas de emisiones por defecto) para los sectores cubiertos. Para aplicar el CBAM es necesario determinar la cantidad de emisiones directas en las importaciones (un valor de referencia) para poder fijar su precio. Una opción para minimizar la complejidad administrativa es asignar valores de referencia específicos para cada producto, que podrían basarse en un estándar tecnológico o en la intensidad media de las emisiones de la producción global. Uno de los principales retos de este enfoque es que no ofrece ningún incentivo a las empresas exportadoras para que reduzcan la intensidad de sus emisiones, sino que se enfrentan al mismo ajuste de CBAM independientemente de los procesos de producción. Un proceso de verificación específico por empresa aliviaría esta preocupación, y se incluye en la propuesta de 2021, pero de nuevo aumenta la complejidad administrativa. En relación con este asunto, la debilidad o la intensidad del valor de referencia es importante:

---

<sup>66</sup> Existen numerosos conjuntos de datos que tienen en cuenta las emisiones implícitas en el comercio, como las bases de datos del proyecto de análisis del comercio mundial y la base de datos Eora sobre las cadenas mundiales de suministro. Sin embargo, estas bases de datos suelen tener un desfase de varios años y se basan en hipótesis para completar la información que falta, lo que puede no resultar práctico o factible para la aplicación de políticas.

<sup>67</sup> Böhringer, C. et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

<sup>68</sup> Böhringer, C. et al.

un valor de referencia débil crea pocos incentivos para que los exportadores a la Unión Europea reduzcan sus emisiones, mientras que un valor de referencia fuerte podría considerarse injustamente punitivo y crear presiones para obtener exenciones<sup>69</sup>. Otra cuestión a tener en cuenta es si los procesos de producción de los productos deberían importar a la hora de establecer los valores de referencia. Por ejemplo, las emisiones directas de la producción de acero utilizando hidrógeno son inferiores a las de los métodos tradicionales que utilizan el carbón. Sin embargo, el trato diferenciado por proceso de producción debe ajustarse al derecho mercantil internacional, que exige un trato equivalente para la producción nacional dentro de la Unión Europea, y puede impedir ajustes más detallados<sup>70</sup>.

La propuesta de CBAM sugiere un ajuste basado en las emisiones reales, con estándares por defecto en el caso de que falte información, y una oportunidad para que las empresas demuestren su rendimiento en relación con el valor por defecto. Los estándares por defecto propuestos son la intensidad media de emisiones de la producción para los binomios producto-país y, cuando no hay datos, la intensidad media de las emisiones del 10% inferior de las instalaciones de la Unión Europea que producen ese producto. En el caso de la electricidad, el estándar por defecto, sin datos del país de origen, es la media ponderada de la Unión Europea de la producción de electricidad mediante combustibles fósiles. La propuesta de CBAM intenta claramente abrirse paso en la limitación de la complejidad administrativa fijando la intensidad de las emisiones en la media del país exportador para un producto e incentivando las reducciones de emisiones en terceros países al permitir un ajuste cuando las empresas puedan demostrar una menor intensidad de emisiones. No obstante, los valores de referencia propuestos parecen relativamente débiles, por lo que es poco probable que incentiven una reducción significativa de las emisiones fuera de la Unión Europea a corto plazo.

El cuarto elemento importante de diseño son los posibles ajustes por país (que pueden ser difíciles de calcular o verificar). Son dos las razones principales: una, permitir un trato diferenciado de los países en desarrollo (PED) y los países menos adelantados (PMA), y dos, tener en cuenta la fijación del precio de las emisiones en un

<sup>69</sup> Cosbey, A. et al. (2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments».

<sup>70</sup> Cosbey, A. et al.

país de origen. La propuesta de CBAM no hace ninguna referencia al posible trato diferenciado de los PED o los PMA, más allá de la promesa de asistencia técnica para el cumplimiento<sup>71</sup>. Existe un largo historial de trato comercial preferente de los países en desarrollo y los PMA por parte de los países industrializados en el marco del Sistema Generalizado de Preferencias para apoyar su desarrollo económico mediante la limitación de las barreras comerciales<sup>72</sup>. Dada la mayor intensidad de las emisiones de producción de los países menos adelantados en comparación con las naciones de la Unión Europea, la aplicación general del CBAM corre el riesgo de trasladar la carga de la reducción de emisiones a los países en desarrollo<sup>73</sup>. El hecho de no abordar esta cuestión en el diseño de las políticas es incompatible con los principios del Artículo 2 del Acuerdo de París. El argumento contrario es que una exención general limitaría el incentivo de reducción de emisiones en estos países y socavaría la prevención de fugas inherente al CBAM, además de que las exenciones por países podrían discriminar injustamente entre los socios comerciales de la Unión Europea<sup>74</sup>. Para ajustarse al Acuerdo de París y al derecho mercantil internacional, es probable que el diseño del CBAM deba modificarse para atender las cuestiones de los países en desarrollo, a pesar de las ineficiencias económicas y medioambientales previstas. El uso de los ingresos del CBAM para ayudar a los países en desarrollo también podría abordar esta cuestión.

En cuanto a la fijación del precio de las emisiones en el país de origen, el Artículo 9 de la propuesta de CBAM permite reducir el ajuste de CBAM cuando «las emisiones implícitas declaradas han

---

<sup>71</sup> El informe de evaluación de impacto que acompaña al proyecto analiza las posibles repercusiones y las opciones de mitigación. Véase Comisión Europea, «Commission staff working document impact assessment report accompanying the document proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism».

<sup>72</sup> Klasen, S. et al. (octubre de 2016). «Trade preferences for least developed countries. Are they effective? Preliminary econometric evidence». CDP Policy Review (Comité de Políticas de Desarrollo de las Naciones Unidas). En <https://www.un.org/development/desa/dpad/wp-content/uploads/sites/45/publication/CDP-review-2016-4.pdf>.

<sup>73</sup> Cosbey, A. et al. (2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments»; Böhringer, Christoph et al. (3 de enero de 2022). «Potential impacts and challenges of border carbon adjustments».

<sup>74</sup> Cosbey, A. et al. (2019). «Developing guidance for implementing border carbon adjustments»; Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Commission staff working document impact assessment report accompanying the document proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism».

estado sujetas a un precio del carbono en el país de origen de las mercancías» y no son «objeto de descuento a la exportación ni de cualquier otra forma de compensación a la exportación»<sup>75</sup>. Sin embargo, la propuesta no define qué es un descuento a la exportación, por lo que se tendrá que rectificar en su diseño. Esta cuestión es especialmente importante debido a que muchos países con una fijación del precio de las emisiones tienen ajustes de competitividad incorporados en sus sistemas. No queda claro cómo tratará el CBAM las asignaciones gratuitas de permisos o los descuentos basados en la producción, ya que no se trata de ajustes de competitividad específicos de las exportaciones en los países de origen. En este caso, será fundamental saber si se utiliza el coste medio de las emisiones o el coste marginal de las mismas para ajustar el precio de CBAM. Si se utiliza el coste medio, el CBAM podrá acelerar la retirada progresiva de las medidas de competitividad en otros países; si se utiliza el coste marginal, habrá menos presión. Un beneficio adicional del ajuste del precio de las emisiones fuera de la Unión Europea es que podría animar a terceros países a adoptar la fijación del precio de las emisiones o mejorar el rigor cuando exista una diferencia de precios. Con el tiempo, esto crearía una mayor coherencia y ajuste a la política climática global. Cabe destacar, sin embargo, que este enfoque también tiene connotaciones negativas. Excluye las medidas no relacionadas con el precio para reducir las emisiones, que, aunque generalmente son más costosas por tonelada que los enfoques basados en el mercado, son un enfoque legítimo para la mitigación de las emisiones que no se valoraría en un CBAM. En segundo lugar, impone la evaluación de la Unión Europea sobre el precio «adecuado» de las emisiones sobre otros actores nacionales, lo que podría causar tensiones más allá de las presentes en el diseño del CBAM y el trato de terceros países.

El quinto reto de la aplicación a largo plazo del CBAM es la cobertura total. La propuesta deja abierta la opción de ampliar el CBAM a otros sectores además de los cinco iniciales, y algunos órganos de la Unión Europea defienden que idealmente se aplicaría a «todas las emisiones cubiertas por el RCDE UE»<sup>76</sup>. Sin embargo,

<sup>75</sup> Comisión Europea (14 de julio de 2021). «Propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono». P. 35.

<sup>76</sup> Comisión de Comercio Internacional del Parlamento Europeo (22 de noviembre de 2021). «Proyecto de opinión de la Comisión de Comercio Internacional para la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria sobre la propuesta de

es probable que una cobertura más limitada sea más beneficiosa que una más amplia. En primer lugar, las fugas varían según el sector y los mayores beneficios de la política de prevención de fugas provienen del apoyo específico a los sectores con mayor riesgo de fuga<sup>77</sup>. En segundo lugar, la complejidad administrativa de aplicar el CBAM a todos los sectores, en especial a los que presentan un menor riesgo de fuga, genera costes muy elevados en relación con los beneficios de evitar las fugas. En tercer lugar, la aplicación general del CBAM podría considerarse proteccionista y pondría en peligro la credibilidad de la política como medida medioambiental. Por último, aumentar el número de productos cubiertos por un CBAM incrementa la carga de reducciones de las emisiones en los países en desarrollo, y es poco probable que disminuya el coste general de reducir las emisiones globales<sup>78</sup>.

La sexta y última cuestión es el mecanismo para establecer el precio del certificado CBAM. Al vincular el ajuste del CBAM al precio del RCDE UE, existe una incertidumbre automática para los exportadores a la Unión Europea en cuanto al coste que soportan. Esto ocurre porque el RCDE establece la cantidad de emisiones permitidas en un año determinado, y las subastas de permisos determinan el precio de los permisos de emisiones. Mientras que el sistema de cap and trade genera certidumbre sobre la cantidad de emisiones, los precios dependen de la demanda de permisos por parte de las empresas, que depende a su vez de su producción, de las inversiones en tecnologías de reducción y de la cantidad de asignaciones gratuitas de permisos, entre otros factores. Vincular el precio del certificado CBAM al precio del RCDE UE garantiza una igualdad en el trato de los productos nacionales e importados, pero significa que los exportadores a la Unión Europea no conocerán con exactitud el ajuste en frontera al que se enfrentan, lo que crea una complejidad adicional en las relaciones comerciales. Esta incertidumbre no es exclusiva de los exportadores, ya que también existe incertidumbre sobre los pre-

---

reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono». P. 4.

<sup>77</sup> Böhringer, C.; Carbone, J. C.; y Rutherford, T. F. (1 de diciembre de 2012). «Unilateral climate policy design: efficiency and equity implications of alternative instruments to reduce carbon leakage». *Energy Economics* 34. The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: results from EMF 29. S208-217, En <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.09.011>.

<sup>78</sup> Böhringer, C.; Carbone, J. C.; y Rutherford, T. F. (2018). «Embodied carbon tariffs». *The Scandinavian Journal of Economics* 120, nº 1. Pp. 183-210. En <https://doi.org/10.1111/sjoe.12211>.

cios entre los participantes en el RCDE UE, pero puede ser más preocupante para los exportadores a la Unión Europea. Es posible que esto deba abordarse como parte de la transición al CBAM, a través de límites máximos y mínimos en el precio del certificado CBAM o algún otro mecanismo de política.

### Resumen y conclusiones

El comercio es importante para la política climática. La eficacia de las medidas unilaterales para mitigar las emisiones nacionales se ve socavada por el comercio internacional, ya que la diferencia en las políticas climáticas entre jurisdicciones, en combinación con el comercio de bienes, servicios y capitales, puede provocar una fuga de emisiones. Existen grandes diferencias en los precios de las emisiones y la cobertura entre los países, lo que contribuye al riesgo de fuga. Hasta la fecha, los precios han sido bajos, mitigando el riesgo de fuga, pero es poco probable que esta situación se mantenga.

En los próximos años, las partes firmantes del Acuerdo de París diseñarán y aplicarán políticas internas cada vez más estrictas para cumplir con los ambiciosos objetivos en materia de reducción de emisiones para 2030 y mitad de siglo. Asimismo, la mayor ambición procede de los países desarrollados, que generalmente son importadores netos de emisiones y tienen una elevada exposición a las fugas en su actividad comercial.

Son varios los países que están reformulando sus políticas de fijación del precio de las emisiones, con los objetivos de minimizar la fuga de emisiones e incentivar la acción climática en otros lugares. El ejemplo más destacado relacionado con el comercio internacional es la propuesta de la Unión Europea de un mecanismo de ajuste de carbono en frontera. Más complejo que una política interna de mitigación de fugas, el diseño de este mecanismo (CBAM) será fundamental para dar forma a la política climática internacional en los próximos años. Esto es cierto sobre todo en el caso de otros países que estén considerando los BCA pero que no tienen una propuesta política firme. La aplicación del CBAM de la Unión Europea podría conducir a una mayor coherencia política y a una alineación de precios a nivel mundial, o a una menor cooperación y a una reducción de las emisiones de mayor coste en general. El tratamiento que se haga en la fijación del precio de las emisiones por parte otras naciones y el tratamiento de los países menos adelantados son factores clave relacionados con el comercio internacional que determinarán su éxito.

## Referencias

- Aichele, R. y Felbermayr, G. (2012). Kyoto and the carbon footprint of nations. *Journal of Environmental Economics and Management*. 63, issue 3, may, pp. 336-354. Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2011.10.005>.
- (2015). Kyoto and carbon leakage: an empirical analysis of the carbon content of bilateral trade. *The Review of Economics and Statistics*. 97 (1), pp. 104-115.
- Böhringer, C.; Balistreri, E. J. y Rutherford, T. F. (2012). The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: overview of an Energy Modeling Forum Study (EMF 29). *Energy Economics*. Vol. 34, sup. 2, december, pp. S97-S110. Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.10.003>.
- Böhringer, C.; Carbone, J. C.; y Rutherford, T. F. (2018). Embodied carbon tariffs [en línea]. *The Scandinavian Journal of Economics*. 120, issue 1, pp. 183-210. Disponible en: <https://doi.org/10.1111/sjoe.12211>.
- (2012). Unilateral climate policy design: efficiency and equity implications of alternative instruments to reduce carbon leakage». *Energy Economics* 34, sup. 2, december, pp. S208-S217. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.09.011>.
- Böhringer, C.; Fischer, C.; Rosendahl, Knut E.; y Rutherford, Thomas F. (2022). Potential impacts and challenges of border carbon adjustments. *Nature Climate Change*. 12, 22-29, pp. 1-8. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01250-z>.
- Branger, F. y Quirion, P. (2014). Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies. *Ecological Economics*. 99, march, pp. 29-39. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.010>.
- Branger, F., Quirion, P.; y Chevallier, J. (2017). Carbon leakage and competitiveness of cement and steel industries under the EU ETS: much ado about nothing. *The Energy Journal* 37, n.º 3. Disponible en: <https://doi.org/10.5547/01956574.37.3.fbra>.
- California Air Resources Board (1 de abril de 2019). Final regulation order California Cap on greenhouse gas emissions and market-based compliance mechanisms. California. Disponible en: <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/barcu/regact/2018/capandtrade18/>

ct18fro.pdf?\_ga=2.130525967.1440075814.1642273118-1260108448.1642273118.

- Canada. Department of Finance (5 de agosto de 2021). Exploring Border Carbon Adjustments for Canada». Government of Canada. Disponible en: <https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/consultations/2021/border-carbon-adjustments/exploring-border-carbon-adjustments-canada.html>.
- Canada Revenue Agency (27 de diciembre de 2019). Fuel charge relief. S.I., canada.ca. Disponible en: <https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/excise-taxes-duties-levies/fuel-charge/relief.html>.
- Carbone, J. C. y Rivers, N. (1 de enero de 2017). The Impacts of Unilateral Climate Policy on Competitiveness: Evidence From Computable General Equilibrium Models. *Review of Environmental Economics and Policy* .11, n. 1. Pp. 24-42. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/reep/rew025>.
- CO<sub>2</sub> emissions embedded in trade [en línea]. *Our World in Data*. [Consulta 7 enero 2022]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/share-co2-embedded-in-trade>.
- Condon, M. y Ignaciuk, A. (31 de octubre de 2013). Border carbon adjustment and international trade: a literature review. *OECD Trade and Environment Working Papers*. Paris, Organisation for Economic Cooperation and Development. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/5k3xn25b386c-en>.
- Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático* (1992). New York, United Nations.
- Cosbey, A., Droege, S., Fischer, C.; y Munnings, C. (2019). Developing guidance for implementing border carbon adjustments: lessons, cautions, and research needs from the literature. *Review of Environmental Economics and Policy*. 13, n.º 1, winter, pp. 3-22. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/reep/rey020>.
- Dechezleprêtre, A.; Gennaioli, C.; Martin, R; Muûls, M.; y Stoerk, T. (24 de diciembre de 2021). Searching for carbon leaks in multinational companies. *Journal of Environmental Economics and Management*. Vol. 112, 102601. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102601>.
- Demailly, D. y Quirion, P. (2006). CO<sub>2</sub> abatement, competitiveness and leakage in the european cement industry under the EU ETS: grandfathering versus output-based allocation. *Climate Policy*. 6, issue 1, pp. 93-113. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/14693062.2006.9685590>.

- Dobson, S.; Kent Fellows, G.; Tombe, T.; y Winter, J. (29 de junio de 2017). The ground rules for effective OBAs: principles for addressing carbon-pricing competitiveness concerns through the use of output-based allocations. *The School of Public Policy Publications*. 10. <https://doi.org/10.11575/sppp.v10i0.42633>.
- Dobson, S. y Winter, J. (25 de octubre de 2018). Assessing policy support for emissions intensive and trade exposed industries. *The School of Public Policy Publications*. 11. En <https://doi.org/10.11575/sppp.v11i0.43673>.
- Droege, S. y Fischer, C. (2020). «Pricing carbon at the border: key questions for the EU». *Ifo DICE Report 18, nº 1*. Pp. 30-34.
- Carbon pricing dashboard*. (1 abril de 2021). Washington D.C., The World Bank Group. Disponible en: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>.
- Carbon Pricing Leadership Coalition. (29 de mayo de 2017). *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development and International Development Association, The World Bank. Disponible en: [https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing\\_FullReport.pdf](https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing_FullReport.pdf).
- Comisión Europea (2019). Decisión Delegada (UE) 2019/708 de la Comisión de 15 de febrero de 2019 que completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo referente a la determinación de los sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono para el periodo 2021-2030. Publicación L. Nº 2019/708 [en línea]. *Diario Oficial de la Unión Europea* Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ%3AL%3A2019%3A120%3AFULL>.
- (2021). Ley Europea del Clima. Bruselas, Comisión Europea. [Consulta 12 enero 2022]. Disponible en: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_es).
  - (14 de julio de 2021). Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono: preguntas y respuestas. *Comisión Europea*. Disponible en: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda\\_21\\_3661](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3661).
  - (14 de julio de 2021). Impact assessment report accompanying the document proposal for a regulation of the

- European parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism. Brussels, European Commission. Staff working document Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021SC0643>.
- (14 de julio de 2021). *Propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono*. Bruselas, Comisión Europea. Disponible en: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a95a4441-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0022.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a95a4441-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0022.02/DOC_1&format=PDF).
  - (2022). Asignación de derechos a instalaciones industriales [en línea]. [Consulta 11 enero 2022]. Bruselas, Unión Europea. Disponible en: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations_es).
- Comisión Europea. Secretaría General. (11 de diciembre de 2019). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y Al Comité de Regiones. El Pacto Verde Europeo* [en línea]. Bruselas, Comisión Europea. COM(2019) 640 final. Disponible en: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF).
- Consejo Europeo. (22 de diciembre de 2021). *Objetivo 55* [en línea]. Bruselas, Unión Europea. Disponible en <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>.
- Council of the European Union. (20 de diciembre de 2021). Environment Council. Background brief [en línea]. Brussels, Council of the European Union. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/media/53399/background-brief-environment-council-20211220.pdf>.
- The Eora Global Supply Chain Database* [en línea]. (2021). Sidney, Tokyo, Trondheim, KGM & Associated Pty Ltd. Disponible en: <https://worldmrio.com/>.
- Fischer, C. (2015). «Options for avoiding carbon leakage» en *Towards a Workable and Effective Climate Regime*, 15. Vox.
- Fischer, C. y Fox, A. K. (2012). Comparing policies to combat emissions leakage: border carbon adjustments versus rebates. *Journal of Environmental Economics and Management*. 64,

- issue 2, september, pp. 199-216. Disponible en : <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2012.01.005>.
- Fowlie, M. y Reguant, M. (19 de agosto de 2021). Mitigating emissions leakage in incomplete carbon markets. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*. Vol. 9, n.º 2, march. Disponible en: <https://doi.org/10.1086/716765>.
- Goulder, L. H.; Long, X.; Lu, J.; y Morgenstern, V. (1 de enero de 2022). China's unconventional nationwide CO<sub>2</sub> emissions trading system: cost-effectiveness and distributional impacts. *Journal of Environmental Economics and Management*. 111, january, 102561. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102561>.
- Healy, S.; Schumacher, K.; y Eichhammer, W. (mayo de 2018). Analysis of carbon leakage under phase III of the EU emissions trading system: trading patterns in the cement and aluminium sectors. *Energies*. 11, nº 5, 1231. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en11051231>.
- Hirst, D. y Keep, M. (8 de enero de 2018). Carbon price floor (CPF) and the price support mechanism. *House of Commons Library*. London, House of Commons. Disponible en: <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/sn05927/>.
- Horn, H. y Mavroidis, Petros C. (2011). To B(TA) or not to B(TA)? On the legality and desirability of border tax adjustments from a trade perspective. *The World Economy*. 34, issue 11, pp. 1911-1937. Disponible en: <https://doi.org/10.1111/j.1467-9701.2011.01423.x>.
- International Energy Agency. (junio de 2020). China's emissions trading scheme. Paris, International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/chinas-emissions-trading-scheme>.
- International Carbon Action Partnership. Allowance price explorer. Berlin, ICAP. [Consulta 5 enero 2022]. Disponible en: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>.
- (17 de noviembre de 2021). Brazil Berlin, ICAP. Disponible en: [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=79](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=79).
- Kanemoto, K.; Moran, D.; Lenzen, M.; y Geschke, A. (1 de enero de 2014). International trade undermines national emission reduction targets: new evidence from air pollution. *Global Environmental Change*. 24, pp. 52-59. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2013.09.008>.

- Klasen, S.; Martínez-Zarzoso, I.; Nowak-Lehmann, F.; y Bruckner, M. (octubre de 2016) Trade preferences for least developed countries. Are they effective? Preliminary econometric evidence. *CDP Policy Review*. N.º 4. Disponible en: <https://www.un.org/development/desa/dpad/wp-content/uploads/sites/45/publication/CDP-review-2016-4.pdf>.
- Naegele, H. y Zaklan, A. (1 de enero de 2019). Does the EU ETS cause carbon leakage in european manufacturing?. *Journal of Environmental Economics and Management*. 93, pp. 125-147. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.11.004>.
- Naciones Unidas (2015). *Acuerdo de París* [en línea]. Disponible en: [https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf).
- Organisation for Economic Cooperation and Development. (27 de octubre de 2021). *Carbon pricing in times of COVID-19: What has changed in G20 economies?*. Paris, OECD. Disponible en: <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/carbon-pricing-in-times-of-covid-19-what-has-changed-in-g20-economies.htm>.
- (noviembre de 2021). Trade in value added (TiVA) 2021 ed: Principal Indicators [en línea]. *OECD.Stat*. Disponible en: [https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=TIVA\\_2021\\_C1](https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=TIVA_2021_C1).
- Parlamento Europeo. Comisión de Comercio Internacional. (22 de noviembre de 2021). *Proyecto de opinión de la Comisión de Comercio Internacional para la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria sobre la propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono*. Estrasburgo, Parlamento Europeo. Disponible en: [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/INTA-PA-699250\\_ES.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/INTA-PA-699250_ES.pdf).
- Pauwelyn, J. (abril de 2020). Trade related aspects of a carbon border adjustment mechanism. A legal assessment. Briefing [en línea]. *Think Tank. European Parliament*. Disponible en: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EXPO\\_BRI\(2020\)603502](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EXPO_BRI(2020)603502).
- Ponssard, Jean P. y Walker, N. (1 de enero de 2008). EU emissions trading and the cement sector: a spatial competition analysis. *Climate Policy*. 8, issue 5, pp. 467-493. Disponible en: <https://doi.org/10.3763/cpol.2007.0500>.
- Renaud, J. (octubre de 2008). *Climate policy and carbon leakage-analysis. Report* [en línea]. Paris, International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/climate-policy-and-carbon-leakage>.

- Ritchie, H. (7 de diciembre de 2021). How much energy do countries consume when we take offshoring into account?. [en línea]. *Our World in Data*. Disponible en: <https://ourworldindata.org/energy-offshoring>.
- (18 de septiembre de 2020). Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from? [en línea]. *Our World in Data*. Disponible en: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.
- Ritchie, H. y Roser, M. (11 de mayo de 2020). CO<sub>2</sub> and greenhouse gas emissions [en línea]. *Our World in Data*. Disponible en: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>.
- Sweden. Government Offices. Ministry of Finance. (enero de 2021). Carbon taxation in Sweden [en línea]. Stockholm, Ministry of Finance, Tax and Customs Department. Disponible en: <https://www.government.se/48e407/contentassets/419eb2cafa93423c891c09cb9914801b/210111-carbon-tax-sweden---general-info.pdf>.
- Tombe, T. y Winter, J. (1 de julio de 2015). Environmental policy and misallocation: the productivity effect of intensity standards. *Journal of Environmental Economics and Management*. 72, pp. 137-163. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2015.06.002>.
- United Kingdom. Parliament. Committees. (2021). Carbon border adjustment mechanisms [en línea]. London, UK Parliament. [Consulta 12 enero 2022]. Disponible en: <https://committees.parliament.uk/work/1535/carbon-border-adjustment-mechanisms/>.
- United Nations Climate Change Conference (United Kingdom. 2021). *COP26: the negotiations explained* [en línea]. S.I., UK Government. Disponible en: <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Negotiations-Explained.pdf>.
- (2021). *COP26: The Glasgow Climate Pact*. UN Climate Change Conference [en línea]. S.I., UK Government. Disponible en: <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Presidency-Outcomes-The-Climate-Pact.pdf>.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *The Paris Agreement* [consulta 9 abril 2021]. Disponible en: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
- World Bank. (25 de mayo de 2021). *State and Trends of Carbon Pricing 2021*. Washington, DC: World Bank. Disponible en: <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1728-1>.

## Capítulo tercero

### Ciberseguridad, geopolítica y energía

*Alberto Pinedo Lapeña*

#### Resumen

El sector eléctrico se enfrenta a la creciente amenaza de ciberseguridad por parte de grupos de ciberdelicuentes que lanzan cada vez ataques más sofisticados, y a pesar de que las empresas cada vez están más preparadas, una reciente encuesta de Utility Dive sitúa la ciberseguridad como la segunda mayor prioridad donde las empresas creen que deben centrarse. Los expertos están de acuerdo, señalando por un lado el aumento de los niveles de gasto que se están viendo alrededor de la seguridad y la expansión en el uso de sus estándares y por otro en el intercambio cada vez mayor de información dentro de la industria.

El sector de las utilities además ha visto un claro aumento en el gasto en seguridad desde el año 2015, cuando la red eléctrica de Ucrania se vio afectada por un ataque que provocó un largo apagón y que afectó a casi 250.000 personas. O ataques como los más recientemente sufridos en Florida a la cadena de suministro que han venido a reafirmar que la ciberseguridad es un tema al que se le debe dar prioridad. Además, tenemos delante de nosotros la transición global de los combustibles fósiles a las energías renovables y los recientes cambios geopolíticos en el

ámbito internacional que han hecho que la ciberseguridad sea un elemento consustancial a los nuevos equilibrios de fuerzas entre Estados. En este capítulo repasaremos el contexto actual energético, las nuevas amenazas globales y las recomendaciones de ciberseguridad en el sector.

**Palabras clave**

Ciberseguridad, cibercrimen, amenazas.

## Cybersecurity, geopolitics and energy

### Abstract

*The electricity sector faces a growing cybersecurity threat from cybercriminals launching increasingly sophisticated attacks; and despite companies getting wiser to it, a recent Utility Dive survey ranks cybersecurity as the second greatest priority that companies believe they should focus on. Experts agree, pointing, on the one hand, to the increasing levels of spending on security and the expansion in the use of security standards, and on the other, to the ever-increasing exchange of information within the industry.*

*The Utilities sector has also seen a clear increase in spending on security since 2015, when Ukraine's power grid was hit by an attack that caused a lengthy blackout, affecting nearly 250,000 people. Or, more recently, like the attacks in Florida to the supply chain that have reaffirmed cybersecurity as an issue that should be given high priority. In addition, we have before us the global transition from fossil fuels to renewables energies and the recent geopolitical changes in the international arena that have made cybersecurity an inherent element of the new balance of forces between states. In this chapter, we will review the current energy context, new global threats, and cybersecurity recommendations for the sector.*

### Keywords

*Cybersecurity, cybercrime, threats.*

# ESTADO DE LOS SISTEMAS INDUSTRIALES AUDITADOS



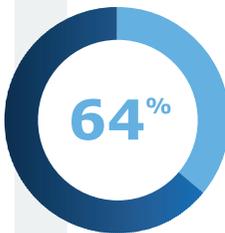
71%

DE LAS INFRAESTRUCTURAS AUDITADAS POR MICROSOFT EN EL ENTORNO DEL IIoT/ICS\* TENÍAN **SISTEMAS MICROSOFT WINDOWS NO SOPORTADOS\*\*** QUE YA NO RECIBEN PARCHES DE SEGURIDAD, **LO QUE LOS HACE ESPECIALMENTE VULNERABLES.**



62%

EL **PORCENTAJE DE INFRAESTRUCTURAS OT CON SISTEMAS WINDOWS NO SOPORTADOS** SIGUE SIENDO ALTO, INCLUSO EXCLUYENDO LOS SISTEMAS WINDOWS 7 QUE QUEDARON FUERA DE SOPORTE EN ENERO DE 2020.



DE LAS INFRAESTRUCTURAS OT TENÍAN **CONTRASEÑAS SIN CIFRAR CIRCULANDO POR SUS REDES**, LO QUE FACILITA EL COMPROMISO DE LOS SISTEMAS SIMPLEMENTE HACIENDO SNIFFING DE RED.



DE LAS INFRAESTRUCTURAS **NO ACTUALIZABAN AUTOMÁTICAMENTE LOS SISTEMAS WINDOWS** CON LAS ÚLTIMAS DEFINICIONES DE ANTIVIRUS.



DE LAS INFRAESTRUCTURAS TENÍAN **DISPOSITIVOS A LOS QUE SE PODÍA ACCEDER DE FORMA REMOTA DESDE REDES INTERNAS**, LO QUE PERMITIRÍA A LOS ATACANTES MOVERSE SIN SER DETECTADOS A OTROS ACTIVOS CRÍTICOS.

\* IIoT: INTERNET OF INDUSTRIAL THINGS / ICS: INDUSTRIAL CONTROL SYSTEMS

\*\* **SISTEMAS MICROSOFT WINDOWS NO SOPORTADOS:** WINDOWS 2000, WINDOWS XP Y WINDOWS 7

# EL MERCADO DE LAS CIBERAMENAZAS

**GRUPOS DE CIBERDELINCUENTES A SUELDO Y BIEN PREPARADOS PUEDEN COMPROMETER UNA INFRAESTRUCTURA POR UNOS POCOS DÓLARES.**



**ATACANTE A SUELDO**

DESDE  
**\$250**  
POR TRABAJO



**SPEAR PHISHING A SUELDO**

ENTRE  
**\$100 Y \$1.000**



**ROBO DE CREDENCIALES**

**\$0,97**  
POR CADA 1000  
(DE MEDIA)



**KITS DE RANSOMWARE**

DESDE  
**\$66**  
(O 30% DE LOS BENEFICIOS/ MODELO DE AFILIACIÓN)



**EXPLOIT KITS**

**\$1.400**  
/MES



**BREACHING SERVICES**

**\$10.500**  
(DE MEDIA)



**ZERO DAYS**

ENTRE  
**\$50K Y \$3,5M**



**DENEGACIÓN DE SERVICIO**

**\$311,88**  
/MES

ADEMÁS, **SE TRATA DE UN MERCADO EN CONTINUA EVOLUCIÓN**, DONDE LOS PRECIOS ESTÁN EN NIVELES MUY BAJOS, LO QUE HACE QUE **RESULTE MUY BARATO EFECTUAR UN ATAQUE.**



## Contexto energético actual

La transición global de los combustibles fósiles a las energías renovables conducirá sin duda a un cambio geopolítico en el tablero internacional. El proceso estará definido por la evolución en lugar de la revolución y la geopolítica basada en el petróleo se verá desafiada pero no abandonada completamente.

Actualmente ya se están produciendo cambios fundamentales en el sistema energético mundial, cambios que afectarán a casi todos los países y que tendrán consecuencias geopolíticas de gran alcance. Durante muchos años las estrategias basadas en combustibles fósiles han ido dando forma al mapa geopolítico mundial. Los llamados Estados petrolíferos, naciones cuyas economías dependen en gran medida de la extracción y exportación de petróleo y gas natural, han obtenido un gran poder utilizando su capacidad de reducir o incluso eliminar las exportaciones de petróleo, gas natural y sus derivados. Además, los ingresos obtenidos por dicha exportación han permitido influir en las políticas de otras naciones y afectar así a las sociedades en su conjunto.

Este poder político y económico de los Estados petrolíferos disminuirá gradualmente a medida que las fuentes de energía renovables se generalicen, lo que puede significar que ciertos Estados pierdan su estatus como potencias en la geopolítica de la energía. Esto puede llegar a crear cierta inestabilidad interna con posibles riesgos de contagio en otras regiones. De hecho, países ubicados en el Cuerno de África ya se están enfrentando a una descarbonización a medida que los ingresos del petróleo, su principal producto de exportación, se desploman. Esto deja a dichas naciones ante la situación de no ser capaces de alcanzar acuerdos políticos a nivel nacional donde, en ausencia de estructuras de gobernanza mundial, pueden surgir nuevos conflictos principalmente debidos a tres hechos:

- En primer lugar, el cambio de economías basadas en carbono a economías basadas en energías renovables.
- En segundo lugar, la nueva definición del futuro geopolítico a través de nuevas formas de gobernanza que estarán estrechamente conectadas a tecnologías energéticas específicas y diferentes a las actuales.
- En tercer lugar, la demanda mundial de minerales para producir energía renovable se acelerará y llevará a nuevos Estados al centro de la competencia geopolítica.

El poder de cortar los suministros de petróleo y gas ha dominado dicha geopolítica desde del siglo XX, los combustibles fósiles se concentraron en ubicaciones geográficas muy específicas con una gran capacidad de influencia. Con la transición hacia fuentes de energía renovables como la energía eólica, y solar en todas sus vertientes, reducimos esa dependencia de las energías fósiles como el petróleo. Además, dichas energías renovables se generan de forma descentralizada lo que hace muy difícil su uso como arma de energía política.

Ante esta situación surgen nuevas amenazas, la principal, los cortes de suministro producidos por ciberataques a las infraestructuras críticas de energía. Y esos ataques pueden darse en cualquier parte y desde cualquier parte del mundo. En 2015 un ciberataque a la red eléctrica de Ucrania dejó a un cuarto de millón de personas sin electricidad.

A medida que las empresas que dan servicios energéticos en el mundo recurren a fuentes de energía renovable, y utilizan soluciones digitales e inteligentes, el riesgo aumenta y el sabotaje de dichas infraestructuras a pequeña escala es una de las amenazas clave del sector y en consecuencia de la nueva geopolítica energética.

Los ciberataques contra actores geopolíticos clave como EE. UU., Europa, China, Irán o India ilustran como las grandes naciones pueden también ser golpeadas por los ciberdelincuentes. A medida que el mix energético evoluciona desde una energía basada en combustibles fósiles a una energía moderna y renovable, también lo hacen las herramientas que los ciberdelincuentes utilizan para interrumpirla y controlarla.

### Autonomía energética y amenazas de ciberseguridad globales

Paralelamente, las diferentes tecnologías allanan el camino para gestionar estructuras de gobernanza mucho más específicas. Las estrategias para asegurar un flujo estable y asequible de energía basada en el carbono ocuparon un lugar muy destacado en la agenda geopolítica del siglo XX e involucraron intervenciones, acuerdos y creación de organismos internacionales como la AIE, la Agencia Internacional de la Energía y la OPEP.

Además, las vastas y costosas técnicas necesarias para extraer, procesar y transportar energía basada en carbono requerían por un lado la participación de los Gobiernos, y por otro, otras formas

centralizadas de control. Sin embargo, las energías renovables pueden generarse mediante sistemas más pequeños y accesibles para un conjunto mayor de empresas y particulares.

Todo esto, tiene unas implicaciones políticas y económicas, pero también tiene implicaciones desde el punto de vista de la ciberseguridad.

Si bien, estas infraestructuras energéticas a pequeña escala son menos vulnerables a ciberataques y la generación de energía distribuida a pequeña escala reduce su vulnerabilidad estratégica, el control sobre estos sistemas altamente interconectados y digitalizados, se suele ejercer a nivel subnacional. Por ejemplo, a través de cooperativas energéticas o a través de redes comunitarias de energía.

Esta generación de energía descentralizada permite cierta independencia energética a nivel local y regional. Sin embargo, en el contexto político esto puede debilitar el poder de los Gobiernos centrales, disminuir sus ingresos fiscales y empoderar a las comunidades, dado que aumenta la autosuficiencia energética de los Estados, y también reduce la competencia geopolítica. Esto sin duda altera las alianzas políticas y las jerarquías basadas en los combustibles fósiles de antaño.

Por otro lado, estos sistemas, que proporcionan una mayor autosuficiencia y flexibilidad, podrían hacer que los Estados sean más propensos a los conflictos en el escenario internacional que si dependieran de los monopolistas de la energía. La Unión Europea podría haber adoptado una postura más dura sobre el conflicto de Ucrania si no fuera por la dependencia del gas ruso.

El futuro previsible sin embargo será una mezcla de ambas geopolíticas, ya que los sistemas de energía seguirán siendo híbridos junto con el establecimiento de más sistemas de energía basados en energías renovables. Los combustibles fósiles conservarán sus posiciones estratégicas y el desarrollo de grandes unidades centralizadas de generación de energía como plantas de energía nuclear y proyectos de presas hidroeléctricas se expandirán.

Así pues, la tecnología y las estrategias de ciberseguridad se tendrán que adaptar a las nuevas fuerzas geopolíticas y evolucionar para mantener seguras las infraestructuras energéticas existentes que pertenecen a la geopolítica tradicional y proteger las nuevas formas de energía renovables.

## Las nuevas materias primas y la ciberseguridad

En la era del carbono y equivalentes la base de la geopolítica energética eran los hidrocarburos. El cambio a las energías renovables pone a las nuevas materias primas en el corazón de la geopolítica energética y las cadenas de suministros de materiales críticos para producción de tecnologías verdes alterarán dicha geopolítica.

La transición verde a menudo es bienvenida como una oportunidad para abandonar la política asociada al suministro de petróleo y gas, que como hemos comentado, dio forma a gran parte de la geopolítica del siglo XX. Sin embargo, las tecnologías de energía renovable requieren grandes cantidades de minerales no renovables, lo que implica una carrera global para asegurar suministros estables.

Se prevé, que la demanda de dichos minerales críticos para la transición, como el cobre, el cobalto, el litio y los llamados elementos de tierras raras crezcan exponencialmente a medida que las economías avanzadas construyan vehículos eléctricos, paneles solares, turbinas eólicas y sistemas para almacenar y distribuir dicha energía renovable.

El que controle el suministro de estos materiales tendrá influencia geopolítica en un mundo poscarbono. Su distribución geográfica se está convirtiendo rápidamente en un elemento clave. La Unión Europea, la Agencia Internacional de Energías Renovables y la Agencia Internacional de la Energía ya han puesto el foco en ello ya que abusar en el control sobre el suministro de dichos materiales con fines políticos puede poner en peligro la sostenibilidad de la transición verde.

Si bien es cierto que muchos minerales críticos para la transición son abundantes, la mayoría de las naciones carecen de la tecnología para procesarlos o no pueden extraerlos de manera rentable dadas las estrictas regulaciones ambientales. La extracción de tierras raras, cobre y litio es notablemente intensiva en combustible y agua y tiene unos altos costes ambientales por poner un ejemplo.

En la actualidad, los elementos críticos para las tecnologías verdes provienen de un número limitado de países. Asumir dichos costes ambientales y sociales, pueden traducir la abundancia de dichos minerales críticos en influencia política, podrían convertirse en los países de la OPEP de la era poscarbono. De hecho, el

exsubsecretario de Estado de los EE. UU. para Asuntos de África ya postuló que la República Democrática del Congo se convertirá en el golfo Pérsico del siglo XXI. Sin embargo, el Congo y otros productores de minerales críticos para la transición también pueden sufrir el destino de Nigeria y ser víctimas del equivalente poscarbónico, con su riqueza mineral, formando una fuente de intervenciones encubiertas, conflictos civiles y subdesarrollo.

Todo este marco geopolítico unido a la digitalización de las cadenas de suministro hace que los riesgos de ciberseguridad sean un elemento para tener en cuenta en la estrategia de políticas de energía renovable, ya que la falta de medidas de protección y gestión de dichas infraestructuras digitales puede suponer un riesgo para el país.

La ciberseguridad está en todos los eslabones de dicha cadena de suministro, pero también en los sistemas de gestión de las infraestructuras renovables, desde la materia prima como comentábamos hasta la producción y manufactura de las instalaciones energéticas renovables de plantas solares y eólicas. Pero además los sistemas de telecontrol y automatismos, sistemas de gestión de montaje de infraestructuras, y sistemas de operación y mantenimiento de instalaciones.

### Consideraciones de ciberseguridad en el sector energético

Los sistemas de energía eléctrica en todo el mundo están experimentando una evolución radical durante este siglo XXI, y están adoptando cada vez más conceptos transformadores como la descentralización, la automatización y la digitalización como ya comentábamos brevemente con anterioridad. Este cambio de paradigma ha llevado al despliegue de miles de millones de dispositivos en las redes y a una expansión continua de las redes de comunicaciones hacia el perímetro de la red. Si bien esta transición ha llevado a una visibilidad y control sin precedentes para el sector energético, también ha ampliado en gran medida el área de superficie potencial expuesta para los ciberataques, incrementando los riesgos cibernéticos asociados. Por otro lado, estamos observando un crecimiento exponencial en el número de ataques y la proliferación de grupos de adversarios (Estados nación, cibercriminales, hacktivistas) que de modo creciente están poniendo foco en las empresas energéticas, lo que está dando forma a un entorno empresarial en el que la pregunta a la que se enfrentan ahora las empresas es, cuándo ocurrirá un incidente, no si este ocurrirá.

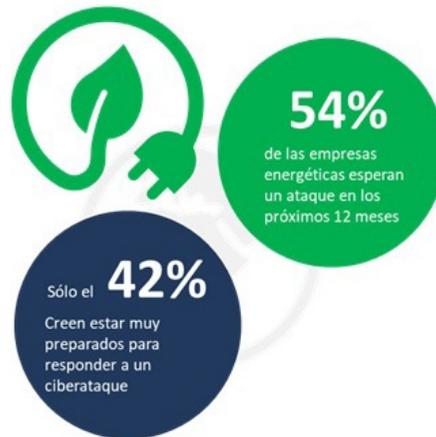
Por otro lado el futuro de la regulación y la monitorización del cumplimiento normativo estará habilitado digitalmente. Así que, se debería comenzar por inventariar los procesos actuales, priorizarlos para la digitalización y luego identificar soluciones que respalden un marco de cumplimiento integrado y eficiente de las diversas actividades en todos los aspectos del negocio. Se debe poner un especial cuidado en seleccionar las soluciones más adecuadas, ya que de otro modo, puede resultar en implementaciones de calidad inferior o en sistemas inflexibles que no pueden mantenerse al día con un panorama regulatorio en constante cambio. Por otro lado, es importante involucrar a los usuarios finales en el proceso de transformación digital de manera temprana y con la mayor frecuencia posible. Esto puede ayudar a mejorar la adopción de dichas soluciones, que en última instancia son la clave para la mejora sostenible del negocio.

La industria de la energía, en los momentos de crisis como el vivido durante la pandemia de la COVID-19 han centrado la atención en dos cosas: cómo mantener a las personas seguras y cómo continuar suministrando energía a los clientes. En estos momentos de crisis, trabajar de forma remota ha sido la prioridad número uno para todas las empresas energéticas.

Pero esta realidad también ha expuesto a la industria energética a nuevos riesgos cibernéticos provenientes tanto de dentro como de fuera de las defensas establecidas. Las empresas necesitan proteger a sus trabajadores y evitar interrupciones. Por lo que además las empresas deben considerar que:

- El trabajo remoto está creando nuevos riesgos cibernéticos.
- Los atacantes buscarán explotar nuevos puntos débiles en la infraestructura de las organizaciones.

El sector de la energía a nivel mundial se enfrenta a esa creciente amenaza de ciberseguridad con adversarios cada vez más sofisticados, pero diferentes encuestas muestran que las empresas generalmente creen que están bien preparadas. Los expertos están de



acuerdo, señalando el aumento de los niveles de gasto relacionados con la ciberseguridad, la expansión de los estándares de seguridad y la mejora en el intercambio de información en toda la industria.

El sector energético ha experimentado un aumento del gasto en seguridad desde 2015, cuando la red eléctrica de Ucrania sufrió el ciberataque antes mencionado que dejó sin energía a casi 250.000 personas. Según Guidehouse Insights, se espera que el gasto mundial en ciberseguridad en el ámbito de redes inteligentes aumente a casi 3.200 millones en 2026.

La industria energética tradicionalmente ha confiado en los sistemas de detección y prevención de intrusiones (ID/PS), firewalls y otras herramientas para proteger la mayor parte de sus recursos, pero dichas herramientas se limitan a la detección de malware basada en firmas y fallan frente al data fuzzing y las amenazas internas. Además, los analistas no disponen de los procesos de negocio de ciberseguridad requeridos para integrar nuevos productos en sus redes de confianza. Esto es crucial para las compañías energéticas, ya que su misión es proporcionar energía fiable y segura para satisfacer las demandas dinámicas de los consumidores.

El objetivo principal de un marco de ciberseguridad es no solo asegurar los sistemas energéticos de forma global, sino también proteger la infraestructura crítica de los ciberataques:

- A nivel de dispositivos: dotando de seguridad a los dispositivos físicos y sus interfaces (usuario y máquina).
- A nivel de comunicaciones: dotando de seguridad a la red de comunicación que los dispositivos utilizan para enviar y recibir paquetes de información.
- A nivel de aplicación: proporcionando seguridad a las aplicaciones para el procesamiento y análisis y que, proporcionan información de alto nivel a los analistas y operadores.

Dicho marco debe colocar las múltiples tecnologías de seguridad necesarias en un sistema de interconexión de sistemas abiertos (OSI), que aplique evaluaciones continuas e incorpore algoritmos inteligentes para garantizar la ciberseguridad.

## Redes OT

Las redes OT utilizadas en entornos de empresas energéticas y que son consideradas infraestructuras críticas, tradicionalmente estaban alejadas de las redes de TI corporativas y de Internet,

pero la transformación digital ha aumentado tanto la conectividad como el número de dispositivos en estos entornos, lo que ha llevado a un mayor riesgo.

Muchos de los protocolos que se utilizan en IIoT (Internet Industry of Things) y en las redes OT son heredados y los dispositivos integrados en estos entornos fueron diseñados hace años, carentes de controles como el cifrado o una autenticación sólida, y además las propias redes OT a menudo son planas, sin segmentación y sin políticas de confianza cero de las que hablaremos más adelante.

Según un estudio de Microsoft realizado en 2020 a través de su filial CyberX, el 71% de las infraestructuras IIoT/OT auditadas tenían sistemas operativos Windows no soportados, como Windows 2000, Windows XP y Windows 7, que ya no reciben parches de seguridad, y que los hacen especialmente vulnerables a ransomware y malware. Incluso excluyendo los sistemas Windows 7 que quedaron fuera de soporte en enero de 2020, el porcentaje de infraestructuras OT con sistemas Windows no soportadas seguía siendo bastante alto, un 62%.

Además el 64% de las infraestructuras IIoT/OT tenían contraseñas sin cifrar circulando por sus redes, lo que sin duda facilita el compromiso de los sistemas simplemente monitorizando la red.

El 66% de las infraestructuras no actualizaban automáticamente los sistemas Windows con las últimas definiciones de antivirus, infraestructuras en las que el 54% tenían dispositivos a los que se podía acceder de forma remota desde redes internas y usando protocolos de administración estándar como RDP, SSH o VNC, lo que puede permitir a los potenciales atacantes moverse sin ser detectados a otros activos críticos.

Un ejemplo de estas situaciones de riesgo se produjo durante el ataque Triton a los sistemas de seguridad de una instalación petroquímica, el adversario aprovechó el protocolo RDP para moverse desde la red TI a la red OT con el fin de desplegar un malware zero-day.

### **Abordar el riesgo de ciberseguridad en el entorno energético**

Con el avance de las nuevas tecnologías y sobre todo con la conexión de estas redes OT y sistemas IIoT a Internet por parte de miles de millones de dispositivos nuevos cada año, es más importante que nunca protegerlos. Es por ello por lo que se debe

abordar la transformación de dichos sistemas para facilitar la protección de los datos, garantizar la privacidad y la seguridad física.

Solo algunos proveedores de nube y empresas especializadas en el desarrollo de soluciones de seguridad IIoT/OT permiten trabajar con chips certificados que agregan capas de protección y seguridad y que permiten gestionar la confianza en las comunicaciones entre dispositivo y la nube o infraestructuras on-premise.

A medida que los sistemas industriales y la tecnología operativa continúan evolucionando y creciendo, también lo hacen las responsabilidades de los CISOs. Los CISOs ahora necesitan mitigar los riesgos inherentes de la tecnología actual conectada a la nube, los sistemas de almacenamiento y los dispositivos inteligentes desplegados en cientos de plantas de trabajo. La gestión de esos riesgos de seguridad incluye la necesidad de garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones de petróleo y gas, renovables, redes de distribución, transporte, así como el resto de las infraestructuras críticas del sector.

Los analistas predicen que en 2025 tendremos aproximadamente 21.500 millones de dispositivos industriales conectados en todo el mundo, lo que aumentará drásticamente el área expuesta a ataques por parte de los ciberdelincuentes. Debido a que dichos dispositivos a menudo no disponen de una buena política de actualizaciones, los CISOs necesitan nuevas estrategias para mitigar estos nuevos riesgos que difieren de manera sustancial de los que habitualmente encontramos en el área de las tecnologías de la información (TI). Dicha diferencia debe ser abordada por las juntas directivas de las compañías y por sus equipos de finanzas. Las costosas interrupciones de producción, los fallos de seguridad, que incluso pueden provocar lesiones o pérdidas de vidas humanas, los daños ambientales, todos, son escenarios potenciales que han trasladado el mundo de los dispositivos industriales al centro de la gestión de amenazas cibernéticas.

### Un panorama de amenazas en evolución

Tanto los sistemas industriales como las redes OT se consideran sistemas ciberfísicos (o CPS de sus siglas en inglés); es decir, abarcan tanto el mundo digital como físico. Esto hace que cualquier CPS sea un objetivo deseable para ciberdelincuentes que buscan causar daño o una interrupción operativa. La historia reciente demuestra que dichos ataques ya son, lamentablemente, parte de nuestras vidas. Ataques como el originado en

Oriente Medio (Triton<sup>1</sup> que mencionamos antes), o el ataque a la red eléctrica ucraniana<sup>2</sup> son buenos ejemplos de este nuevo escenario. En 2017, el ransomware NotPetya<sup>3</sup> paralizó la poderosa línea naviera Maersk y detuvo cerca de una quinta parte de la capacidad logística mundial. Dicho ataque también se extendió al gigante farmacéutico Merck, a FedEx y a numerosas empresas europeas antes de regresar a Rusia para atacar a la compañía petrolera estatal, Rosneft.

En 2019, Microsoft observó un ataque patrocinado por el Estado ruso utilizando dispositivos inteligentes de IoT<sup>4</sup> (teléfonos, impresoras de oficina y decodificadores de video) como puntos de entrada a las redes corporativas, desde las cuales intentaron elevar los privilegios. Los atacantes incluso han llegado a comprometer sistemas de control de acceso a la construcción<sup>5</sup> para pasar a las redes corporativas utilizando ataques distribuidos de denegación de servicio (DDoS) en el que un sistema informático se viene abajo y se bloquea ante la avalancha de tráfico que recibe.

Todos estos son ejemplos del panorama actual que vivimos en el sector energético, y solo hemos citado algunos de los muchos que lamentablemente hay.

## El mercado de las ciberamenazas

Pero sin duda lo que más preocupa hoy en día es el creciente mercado de ciberamenazas, donde las empresas están expuestas a un mercado que corre paralelo al de las soluciones de ciberseguridad. Mientras unos tratan de protegernos de los ciberdelincuentes, otros tienen a su disposición grupos a sueldo y bien preparados que pueden comprometer una infraestructura por unos pocos dólares. También hemos observado un aumento de la madurez de los modelos de negocio de los atacantes donde los ciberdelincuentes pueden ser muy efectivos utilizando kits

---

<sup>1</sup> <https://www.darkreading.com/operations/industrial-safety-systems-in-the-bullseye/d/d-id/1330912>.

<sup>2</sup> <https://www.wired.com/2016/03/inside-cunning-unprecedented-hack-ukraines-power-grid/>.

<sup>3</sup> <https://www.wired.com/story/notpetya-cyberattack-ukraine-russia-code-crashed-the-world/>.

<sup>4</sup> <https://msrc-blog.microsoft.com/2019/08/05/corporate-iot-a-path-to-intrusion/>.

<sup>5</sup> <https://www.cpomagazine.com/cyber-security/hackers-use-smart-building-access-control-systems-to-launch-ddos-attacks/>.

de ataque apoyados por modelos de afiliación (donde los nuevos criminales pagan a los autores del kit un porcentaje de las ganancias en lugar de comprarlo directamente).

Desde hace 3 años aproximadamente venimos observando que dicho mercado ha experimentado pocos cambios en los precios de ciertos productos, pero en el que se pueden encontrar exploit kits por \$1.400/mes, breaching services por \$10.500 de media, zero days entre \$50K y \$3,5M, y kits de ransomware desde \$66 con modelos de afiliado en el que el atacante paga hasta el 33% de los beneficios al desarrollador del kit. Además, existe todo un mercado en continua evolución tal y como se puede apreciar en la figura, donde los precios para ataques de compromiso a pc/móviles, robo de credenciales y ataques DDoS son bastante asequibles, lo que hace que resulte «muy barato» efectuar un ataque.

Se da la circunstancia que algunos de los ataques existentes han ido evolucionando, como el caso del mass distribution malware, hacia un malware adaptado o dirigido a organizaciones individuales, y que finalmente se ha convertido en la tendencia habitual en nuestros días. Otros ataques como file-less malware, con una mayor inversión en técnicas de evasión en la detección en los últimos años usando técnicas que permiten cargar el código del atacante directamente en la memoria. O los ataques malware-less que es otra evolución del tradicional ataque malware, donde con

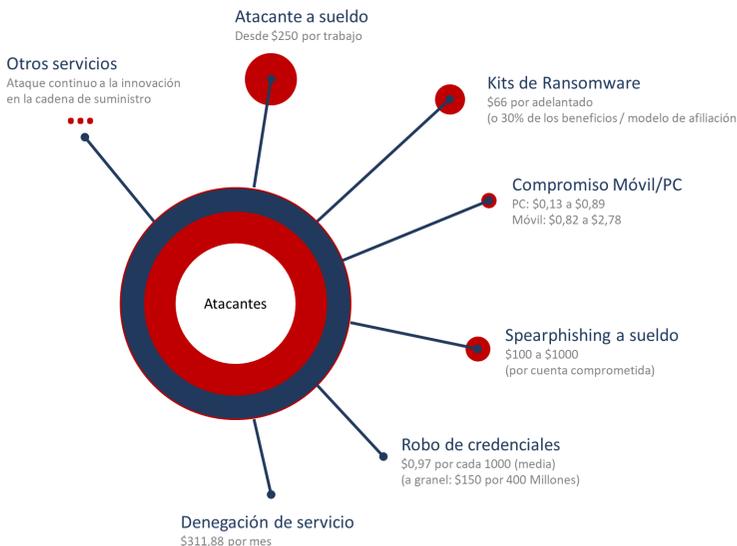


Figura 2. Mercado de ciberamenazas. Elaboración propia

frecuencia se dirigen a plataformas SaaS y usan métodos de ingeniería social (robo de credenciales y falsificación de correos electrónicos).

Pero sin duda la combinación de ataques a la cadena de suministro, más los denominados ataques modern cross domain junto con el ransomware son los que están haciendo más daño a las empresas en su conjunto y a las energéticas en particular.

El modelo actual

Desde la década de 1990, la Arquitectura de Referencia Empresarial de Purdue, también conocida como el Modelo Purdue, ha sido el modelo estándar para organizar –y segregar– las funciones de red de cualquier sistema de control empresarial e industrial (ICS). Purdue divide la empresa en varios «niveles», cada uno de los cuales representa un subconjunto de sistemas. Los controles de seguridad entre cada nivel están tipificados por una «zona desmilitarizada» (DMZ) y un firewall.

Nivel 5		Red Empresarial	Zona Empresarial
Nivel 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Server Services</li> <li>• Access Services</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Security Services</li> </ul> Servidores Empresariales	
			DMZ
Nivel 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Production Control</li> <li>• Optimizing Control</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Historian</li> <li>• Engineering workstation</li> </ul> Operaciones y control	Zona de Control
Nivel 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supervisory Control</li> </ul>	Control de supervisión	
Nivel 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Batch Control</li> <li>• Discrete Control</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuous Control</li> <li>• Hybrid Control</li> </ul> Control	
Nivel 0	Procesos		

Figura 3. Modelo Purdue. Niveles. Elaboración propia

Los enfoques convencionales restringen el acceso en el nivel 3 desde los niveles 4, 5 (e Internet). Hacia arriba, solo los niveles 2 o 3 pueden comunicarse con los niveles 4 y 5, y los dos niveles más bajos (control y procesos) deben mantener sus datos y comunicaciones dentro del OT de la organización.

Pero en nuestra era industrial, los datos ya no fluyen de manera jerárquica como lo prescribe el Modelo Purdue. Con el auge de

la computación perimetral (Edge), los sensores y controladores inteligentes (niveles 0 y 1) evitan los firewalls y se comunican directamente con la nube, creando nuevos modelos y aumentando la exposición del sistema.

Modernizar este modelo con una aproximación basada en los riesgos planteados por la propia infraestructura puede ayudar a que los sistemas industriales y la TI tradicional de una empresa, y en concreto una del sector energético, cumpla plenamente con los requisitos para esta nueva era.

### Una nueva estrategia

A tal efecto después de tantos años era necesario evolucionar la aproximación Purdue y apostar por nuevas metodologías. Desde el laboratorio nacional de Idaho se desarrolló la denominada Consequence-Driven Cyber-Informed Engineering<sup>6</sup> que aborda los riesgos planteados por los sistemas industriales. A diferencia de los enfoques tradicionales de la ciberseguridad, CCE ve la consecuencia como el primer aspecto de la gestión de riesgos y diseña proactivamente los posibles impactos. Según CCE, hay cuatro pasos que una organización, debe priorizar:

- Identificar los procesos más importantes: concentrándose en proteger las funciones críticas «que no deben fallar» y cuyo fallo podría causar daños a la seguridad, daños operativos o ambientales.
- Mapear la infraestructura digital: examinando todas las vías digitales que podrían ser explotadas por los ciberdelincuentes, identificando todos los activos conectados (TI, IIoT, sistemas de gestión de edificios, OT, dispositivos personales inteligentes, etc.) y detallando quién tiene acceso a qué, incluyendo proveedores, personal de mantenimiento y trabajadores remotos.
- Rutas de ataque potenciales: analizando las vulnerabilidades para determinar las potenciales rutas de ataque que conducen a los procesos más importantes, incluyendo los posibles esquemas de ingeniería social y el acceso físico a las instalaciones.
- Mitigar y proteger: priorizando las opciones que permitan «diseñar» los riesgos cibernéticos que presentan mayores

<sup>6</sup> <https://inl.gov/cce/>.

consecuencias. Implementar políticas de segmentación y una estrategia de confianza cero para separar dispositivos IIoT y OT de otras redes TI, reduciendo así el número de puntos de entrada accesibles a Internet y sobre todo parchear las vulnerabilidades en las posibles rutas de ataque.

Todo esto fundamenta lo que debe ser la nueva estrategia, pasando de un modelo basado en niveles a un modelo basado en riesgos y con la premisa de confianza cero en lo relacionado con la ciberseguridad. Sin embargo, tan importante como una buena estrategia es definir cómo vamos a medir el beneficio que esta proporciona.

### Medir el beneficio de la estrategia

A menudo las empresas se plantean los retornos de inversión a partir de los ingresos que un nuevo software o sistema proporciona a la cuenta de resultados. Pero los rendimientos de una estrategia no se pueden ver solo a través de las cuentas anuales de una empresa, los beneficios hay que agruparlos en varios conceptos que proporcionan beneficios directos e indirectos. Esta agrupación debe tener en consideración estos cuatro pilares:

- Evitar los costes de seguridad o ambientales: los fallos de seguridad en instalaciones energéticas, químicas, mineras, petroleras, de transporte u otras instalaciones industriales pueden causar consecuencias más graves que una violación de la seguridad IIoT/OT o TI de una compañía. Se pueden perder vidas, se puede dejar a toda una ciudad sin energía durante días, los costes incurridos por impactos medioambientales o las responsabilidades legales de los daños producidos así como el propio daño reputacional de la marca, pueden llegar a costar cientos de millones de euros.
- Minimizar el tiempo de inactividad: como demostraron los ataques NotPetya y LockerGoga<sup>7</sup>, el tiempo de inactividad incurre siempre en pérdidas financieras reales que afectan a todos, desde el personal de la planta hasta los accionistas. Además de las consecuencias graves en la sociedad al considerarse infraestructuras críticas que afectan al correcto funcionamiento de la economía de un país.

---

<sup>7</sup> <https://www.wired.com/story/lockergoga-ransomware-crippling-industrial-firms/>.

- Detener el robo de propiedad intelectual: las empresas de la industria energética, la alta tecnología y empresas que se dedican a innovar en el ámbito de las energías renovables gastan millones de euros en investigación y desarrollo. Las pérdidas por el robo de su propiedad intelectual por parte de los Estados nación o competidores también se pueden medir en cientos de millones de euros. Su protección debe formar parte de las métricas de beneficio de una nueva estrategia.
- Evitar multas por incumplimiento regulatorio: sectores industriales como el energético que están mayormente enfocadas en combustibles fósiles como el petróleo y el gas, o empresas dedicadas a la distribución energética, están fuertemente reguladas. Por lo tanto, son vulnerables a sanciones si se produce una violación de seguridad en sus sistemas y esto les lleva a incumplir alguna de las regulaciones que se les aplica. Con todos estos elementos es necesario definir un plan de acción.

#### Plan de acción

Para el CISO de hoy, asegurar la infraestructura, significa ser responsable de toda la seguridad digital: TI, OT, IIoT, instalaciones, etc. Esto requiere un enfoque integrado, que abarque a las personas, los procesos y la tecnología. Este enfoque integrado debe incluir:

- Unos objetivos comunes para los equipos de IT y OT dirigidos a soportar la organización.
- Establecer mecanismos ágiles de comunicación entre todos los equipos responsables de los diferentes sistemas tanto industriales como de TI para que todos tengan una visión lo más completa posible de la organización.
- Proporcionar herramientas que permitan a los equipos dar visibilidad al equipo de ciberseguridad lo que redundará en un aumento de la eficiencia en la lucha contra las ciberamenazas.

Actualmente con los ciberdelincuentes trabajando tanto en entornos TI como OT las organizaciones deben centrar sus esfuerzos en protegerse con soluciones XDR (Extended Detection & Response) para entornos industriales y TI que además deben estar integradas en los sistemas SIEM/SOAR para facilitar el seguimiento de las amenazas de forma global. Estas herramientas deben:

- Facilitar el descubrimiento de activos TI e IIoT/OT.

- Gestionar las vulnerabilidades para identificar los riesgos de TI y de IIoT/OT, detectando cambios no autorizados y priorizando la mitigación.
- Realizar análisis de comportamiento para detectar amenazas avanzadas de forma rápida y precisa.
- Tener la capacidad de integrar terceras herramientas (ticketing, CMDB).

## Estrategia de ciberseguridad para sector energético

### Nuevos aspectos que considerar

Las empresas del sector energético han confiado su seguridad tradicionalmente en sistemas de protección basados en red y en otras herramientas con mecanismos de detección basados únicamente en firmas, que no son capaces de seguir el dinamismo de las amenazas, son ineficaces frente a distintas técnicas de ataque disponibles para los adversarios y que tienen tasas de fallo elevadas.

Como indicábamos anteriormente, a la hora de rediseñar el marco de seguridad, se debe considerar el sistema energético en su conjunto, protegiendo las infraestructuras críticas de los ataques con un enfoque basado en tres puntos: los dispositivos, las comunicaciones y las aplicaciones.

Lo más importante es construir una base de principios generales que permitan una defensa en profundidad, como se indica en el siguiente diagrama:

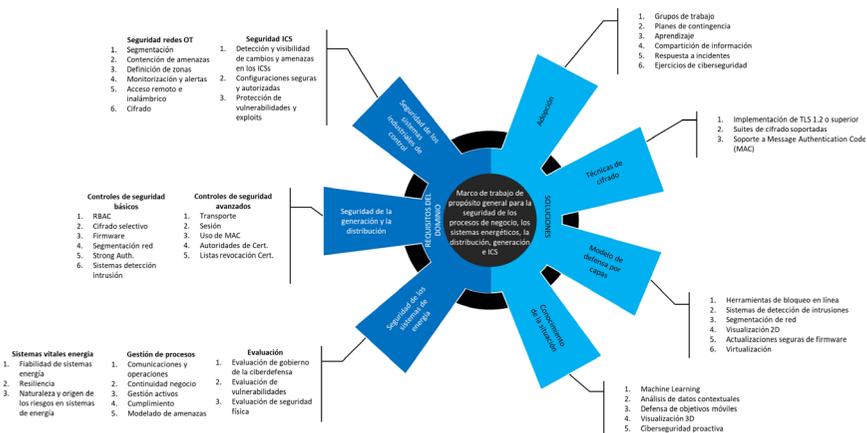


Figura 4. Principios generales que permiten una defensa en profundidad. Elaboración propia

Los cambios en el entorno de las compañías energéticas, tanto internos como externos, obligan a desarrollar el plan sobre esos principios, para que sirvan de base para mejorar y construir una sólida estrategia de ciberseguridad y cumplimiento considerando también:

- Proteger los flujos de trabajo remotos: las empresas energéticas están realizando cambios fundamentales en sus flujos de trabajo de producción de energía, y los métodos y arquitecturas de ciberseguridad también deberán renovarse de forma acorde. Se debe analizar y adaptar el enfoque de los sistemas que asumen que los trabajadores están físicamente presentes en las plantas o desplazados. Por ejemplo, las plantas generalmente prohíben los dispositivos portátiles, pero la mayoría de los trabajadores ahora están fuera de la planta, con acceso a esos dispositivos «prohibidos» o con acceso a plataformas de redes sociales. Cualquier plan diseñado para esta nueva realidad necesita proteger y monitorizar los nuevos flujos de trabajo remotos en este nuevo contexto.
- Conexiones seguras: los empleados sin acceso seguro no pueden trabajar de manera efectiva, lo que hace que dicho acceso sea necesario, pero no suficiente para ese plan de ciberseguridad. Los operadores de planta deben definir proactivamente quién debe acceder a qué activos e instituir los controles pertinentes antes de aprobar el acceso remoto a los activos.
- Monitorización de anomalías: trabajar desde casa hace que algunas prácticas de seguridad sean más difíciles. Por ejemplo, tanto las acciones válidas como las maliciosas ahora podrían provenir desde fuera de la planta, lo que hace más complejo discernir qué representa un comportamiento normal y legítimo frente a uno malicioso. Esta consideración aumenta la importancia de la monitorización como una herramienta para hacer la distinción entre empleados, terceros usuarios autorizados y atacantes, estableciendo líneas base dinámicas que permitan detectar rápidamente desviaciones o anomalías que puedan servir para identificar un potencial ataque. Estos procesos de monitorización deben diseñarse con el objetivo de poder ser automatizados gradualmente, a medida que se va ganando confianza en la precisión de dichas detecciones y en las acciones de respuesta y remediación, liberando tiempo para que los analistas puedan realizar tareas de mayor valor añadido. En definitiva, aprovechar las capacidades tecnológicas para la recopilación de grandes volúmenes de datos para

su tratamiento ágil utilizando procesos analíticos basados en Inteligencia Artificial/Machine Learning, de forma que los equipos se liberen de las tareas más repetitivas y que puedan ser automatizadas, para pasar a centrar sus esfuerzos en la identificación de nuevos casos alineados con las necesidades del negocio, la búsqueda activa de nuevas vulnerabilidades o amenazas presentes en la infraestructura, y el análisis de la inteligencia de amenazas para poder anticiparse a los movimientos de los adversarios. Esto proporcionará una mejor postura de seguridad lo que a su vez tendrá un impacto elevado en la retención del talento, tan escaso en el mercado de la ciberseguridad.

- Asumir la brecha y estar preparado para responder ante un posible incidente: las plantas necesitan un plan de respuesta a incidentes que funcione cuando la mayoría de los empleados no están en su puesto de trabajo. Este plan debe ponerse a prueba mediante simulacros para identificar deficiencias y adaptaciones que puedan ser necesarias en función de la evolución del entorno. Se debe estar preparado para poder activar la respuesta a incidentes en el menor tiempo posible, con soporte limitado y con un soporte experto remoto distribuido. Considerando que uno de los objetivos más frecuentes de los atacantes puede consistir en tener una presencia persistente en el entorno para poder planificar de forma más efectiva los siguientes pasos, la eliminación o el reinicio de los sistemas pueden no ser una opción útil.

En definitiva, se debe abordar una estrategia basada en el principio de confianza cero que detallaremos a continuación.

#### Estrategia confianza cero

El modelo de seguridad basado en confianza cero, más conocido en su terminología inglesa como Zero Trust, supone un cambio de paradigma respecto a los modelos de ciberseguridad tradicionales. En lugar de establecer un perímetro muy robusto que separe un entorno interno de confianza y la zona exterior donde se supone que están los mayores riesgos, considera un nuevo paradigma en el cual se debe asumir la posibilidad de sufrir una brecha de seguridad en cualquier momento, que toda la actividad de los usuarios sobre los recursos internos debe verificarse explícitamente y que se debe proporcionar un acceso limitado a los usuarios, reduciendo al mínimo el número de usuarios privi-

legiados y sus permisos de acceso, mediante un proceso ágil de autorizaciones temporales. En el caso de entornos industriales y particularmente en empresas energéticas, se establece un límite estricto en torno a los datos corporativos y de los clientes, pero también de los sistemas industriales.

Basado en el principio de «nunca confiar, siempre verificar», Zero Trust ayuda a asegurar los recursos corporativos al eliminar dispositivos desconocidos y no administrados y limitar el movimiento lateral. La implementación de un verdadero modelo de confianza cero, requiere que todos los componentes estén validados y demuestren ser confiables.

En un entorno de confianza cero, es necesario cubrir los siguientes seis riesgos clave:

1. Identidad: automatizando la detección de riesgos y proporcionando acceso seguro a los recursos con una autenticación sólida en toda la infraestructura digital.
2. Punto de conexión: defendiendo toda la superficie de ataque creada por el creciente y diverso número de puntos de conexiones, utilizando un enfoque flexible e integrado de la gestión.
3. Datos: clasificando, etiquetando y protegiendo los datos en entornos on-premise y nube para ayudar a evitar que se compartan de forma inapropiada y reducir así los riesgos internos.
4. Aplicaciones: manteniendo un acceso seguro de los empleados a los diferentes entornos donde se ubican las aplicaciones, incluyendo el acceso remoto a las mismas.
5. Red: reduciendo las vulnerabilidades de seguridad de las soluciones basadas en el perímetro, incluyendo la necesidad de VPNs, y mejorando la escalabilidad de las soluciones para todos los entornos, on-premise/nube.
6. Infraestructura: protegiendo la infraestructura, incluyendo entornos de TI, IIoT/OT tanto on-premise como en la nube con una gestión más eficiente y automatizada.

Mediante una estrategia confianza cero lo que se crea es una plataforma de acceso unificada que se puede utilizar para mejorar la seguridad general de todo un ecosistema. Para su correcta ejecución hay cuatro fases clave, que en términos generales, se describen a continuación:

- Fase de verificación de la identidad: en primer lugar debemos implementar una autenticación de múltiples factores (MFA) a través de sistemas biométricos o cualquier otro sistema que al menos incluya algo que se tiene o algo que se es. La rápida adopción de dispositivos móviles para el trabajo –que requieren conexión a los recursos corporativos– impulsó la evolución de la experiencia MFA incorporando soluciones más modernas como servicios de autenticación con soporte para biometría. Y a medida que avanzamos desde el punto de vista tecnológico se acentúa más el desarrollo de soluciones basadas en la eliminación de las contraseñas.
- Fase de verificación del dispositivo: garantizar el correcto funcionamiento del dispositivo mediante el despliegue de soluciones que permitan inscribir dichos dispositivos de usuarios en soluciones de gestión de activos. Soluciones, que permiten la verificación de todos los requisitos de conexión del dispositivo (parches, políticas de seguridad, etc.). Esta capacidad es esencial para establecer la política de salud del dispositivo de cara a acceder a los recursos corporativos. Se debe comenzar exigiendo que los dispositivos estén gestionados y a continuación, exigir que los dispositivos estén «sanos» para acceder a las principales aplicaciones de productividad.
- Fase de verificación del acceso: en esta tercera fase, se debe definir un plan para minimizar los permisos de acceso a los recursos corporativos y exigir la verificación de la identidad y el estado de los dispositivos para todos los métodos de acceso. A medida que se trabaja para que los principales servicios y aplicaciones sean accesibles a través de Internet, los métodos de acceso pasarán de ser heredados (red corporativa), a Internet primero (Internet más VPN cuando sea necesario), y luego a solo Internet (Internet sin VPN). Esto reducirá el acceso de los usuarios a la red corporativa en la mayoría de los casos. A pesar del fuerte enfoque en los dispositivos, algunos escenarios requieren que los usuarios trabajen desde dispositivos no gestionados, por ejemplo, en los casos de personal de proveedores, o escenarios relacionados con la ejecución de proyectos, estos últimos también hay que considerarlos.
- Fase de verificación de servicios: en esta fase se debe ampliar la verificación desde la identidad y el dispositivo hasta el propio servicio, lo que permitirá garantizar su disponibilidad al inicio de cada interacción.

El siguiente diagrama proporciona una arquitectura de referencia simplificada de lo que sería un enfoque de implementación de confianza cero. Un enfoque global como este debe extenderse a toda la infraestructura digital, incluyendo identidades, puntos de conexión, red, datos, aplicaciones y la propia infraestructura. Una arquitectura de confianza cero requiere la integración de todos los elementos.

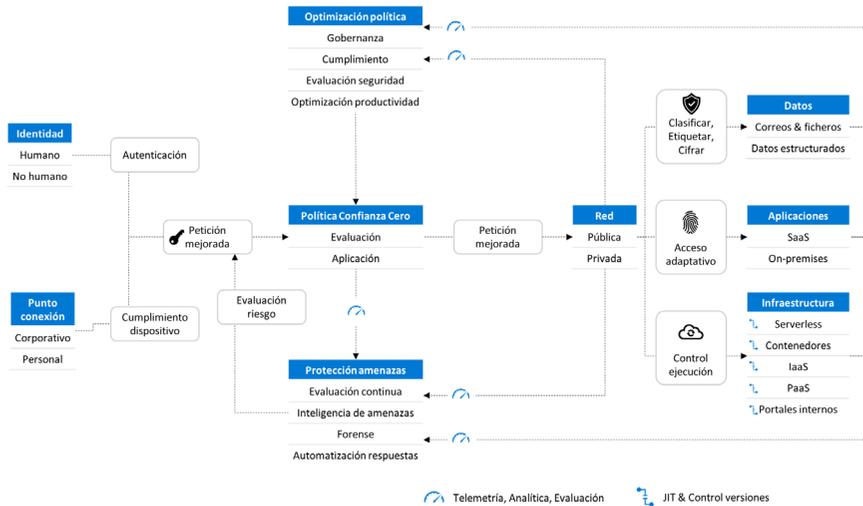


Figura 5. Arquitectura de referencia. Elaboración propia

La base de la seguridad son las identidades. Tanto las identidades de las personas como las de los dispositivos (industriales o no) necesitan una autenticación sólida, conectándose desde puntos de conexión que pueden ser personales o corporativos y siempre con un dispositivo que cumpla con las políticas, solicitando el acceso que debe estar siempre fundamentado en los principios de confianza cero de verificación explícita, acceso con los mínimos privilegios y siempre asumiendo la brecha.

Las políticas de confianza cero interceptan la solicitud y verifican explícitamente las señales de los seis elementos de riesgo antes comentados basándose siempre en la configuración definida y aplicando el acceso con el menor número de privilegios. Dichas señales incluyen al usuario, la ubicación, el grado de cumplimiento del dispositivo, la sensibilidad de los datos, la sensibilidad de la aplicación y muchos más parámetros que podremos definir en dicha política. Además, la telemetría, la información de estado y la evaluación de riesgos contra amenazas, alimenta el motor de dichas políticas para responder automáticamente a las

mismas en tiempo real. La política de confianza cero se aplica en el momento del acceso y se evalúa continuamente a lo largo de la sesión.

Otros elementos para tener en consideración son la gobernanza y el cumplimiento, que son fundamentales para una buena implementación de la seguridad basada en confianza cero. La evaluación de seguridad y la optimización se realizan a través de la telemetría lo que nos permite vigilar el comportamiento de todos los servicios y sistemas. Además, la telemetría y la analítica se enriquecen con inteligencia de amenazas que generan evaluaciones de riesgo de muy alta calidad y que pueden ser investigadas manualmente o automatizadas. Los ataques se producen a gran velocidad, y los sistemas de defensa deben actuar de igual manera, lo que hace que los humanos no puedan reaccionar con la suficiente rapidez ni cribar todos los riesgos, por eso se hacen indispensables herramientas de automatización para la respuesta a incidentes.

El filtrado y la segmentación del tráfico también se aplican a la evaluación y el cumplimiento de la política de confianza cero antes de conceder el acceso a cualquier red pública o privada. La clasificación, el etiquetado y el cifrado de datos deben aplicarse a los correos electrónicos, los documentos y los datos estructurados. Y el acceso a las aplicaciones debe ser adaptable, ya sea en modalidad nube o en infraestructura on-premise. El control debe aplicar a toda la infraestructura, tanto en servicios serverless, contenedores, IaaS, PaaS así como portales internos, con controles just in time (JIT) y de versiones. Y, por último, la información de la telemetría, el análisis y la evaluación de la red, los datos, las aplicaciones así como la infraestructura, se devuelven a los sistemas de optimización de políticas y protección contra amenazas para seguir mejorando el proceso.

### Proteger las identidades

Se ha demostrado que las credenciales tienen un 99,9% menos de probabilidades de ser comprometidas cuando se utilizan mecanismos de autenticación multifactor (MFA). No en vano, las pérdidas de datos suelen empezar con una sola cuenta comprometida. En 2020, tras una investigación realizada por Microsoft se publicaron unas conclusiones en las que destacaba entre ellas un aumento del 230% en ataques de password spray.

Y es que, con el aumento masivo de los ataques relacionados con la identidad, detectar y responder rápidamente cuando se ven

cuentas comprometidas es fundamental para limitar el impacto de una brecha de seguridad. Utilizar técnicas de Machine Learning avanzado para ofrecer una detección continua en tiempo real es crucial. Aprovechar dichas tecnologías para incorporar la remediación automatizada y la inteligencia conectada para investigar los inicios de sesión sospechosos para posteriormente abordar las posibles vulnerabilidades lo es aún más.

Esta aproximación debe basarse en:

- Implementar soluciones de autenticación multifactor. Una buena base son las medidas de seguridad aportadas por el Esquema Nacional de Seguridad dentro del marco operacional en lo relacionado con los controles de acceso «4.2.5 Mecanismo de autenticación» [op.acc.5].
- En línea con dichas soluciones de autenticación, habilitar los mecanismos de autenticación sin contraseña.
- Bloquear sistemas de autenticación anticuados.
- Incluir herramientas para detectar el compromiso ante la suplantación de identidades, mientras al mismo tiempo se simplifica la experiencia del usuario.
- Reforzar las políticas de acceso condicional incorporando herramientas que permitan evaluar en tiempo real los riesgos ante inicios de sesión.
- Incorporar herramientas para investigar y corregir dichos riesgos (inicios de sesión).

#### Proteger el punto de conexión

También es esencial evaluar la seguridad de los sistemas IIoT/OT con el mismo rigor y enfoque completo que los sistemas TI. Como hemos observado, los atacantes tienden a elegir los «objetivos más fáciles» como punto de entrada, y los puntos de conexión a los sistemas es uno de los eslabones más débiles. El phishing dirigido o ataques similares permiten el acceso a sistemas TI que luego pueden proporcionar una vía para que los atacantes lleguen a los sistemas OT, y también es posible lo contrario. Cualquier dispositivo con conectividad puede presentar una puerta de entrada para un atacante determinado y con suficientes conocimientos técnicos puede hacerse con el control de una infraestructura.

A modo de ejemplo, en el caso del incidente de ciberseguridad Triton que comentábamos al principio, este dirigió su ataque

contra los controladores de seguridad en una instalación petroquímica de Oriente Medio, tenía la intención de causar daños estructurales importantes a la instalación que podrían haber tenido como consecuencia posible, la pérdida de vidas humanas. Los atacantes obtuvieron su punto de acceso inicial en la red TI y posteriormente utilizaron tácticas conocidas como living off the land<sup>8</sup> para obtener acceso remoto a la red OT, donde implementaron un malware especialmente diseñado para dicho entorno.

Como hemos comentado anteriormente, si bien muchas organizaciones están evolucionando su enfoque de seguridad de TI, alejándose de un modelo de seguridad basado en el perímetro a un modelo de confianza cero, los dispositivos IIoT/OT a menudo se pasan por alto o se retrasa su inclusión. Como ejemplo, es común el cifrado de datos confidenciales de las aplicaciones, pero muchas organizaciones no han considerado que sus sistemas de control se basan en el protocolo Modbus, que por diseño carece de cualquier tipo de autenticación y envía datos sin cifrar. Otro ejemplo comparativo, es una práctica muy habitual que los PC tengan certificados actualizados, pero los dispositivos IIoT a menudo se despliegan con contraseñas predeterminadas de fábrica. Los compromisos en estos sistemas IIoT/OT pueden interrumpir las operaciones. Los atacantes también se están centrando en cómo interactúan los dispositivos IIoT y OT, dichos sistemas de control industrial a menudo se actualizan o modernizan con capacidades remotas, introduciendo nuevos vectores de ataque que permiten que los ataques virtuales causen daño en escenarios físicos. A principios de 2021, una planta de tratamiento de agua en Florida<sup>9</sup> fue víctima de un atacante que accedió de forma remota a sistemas críticos e intentó alterar la cantidad de productos químicos en el suministro de agua.

Es fundamental comprender la seguridad de los sistemas que no están en la red de TI/OT de la organización, pero que, sin embargo, podrían tener impacto en las operaciones. Así como una organización siempre busca mejorar la eficiencia y la sostenibilidad, sus proveedores también lo hacen. Estos sistemas integrados en la cadena de suministro pueden conectarse fuera de la red de una empresa para medir y monitorizar el funcionamiento de los dispositivos, optimizar los ahorros de energía y

<sup>8</sup> <https://www.mandiant.com/resources/attackers-deploy-new-ics-attack-framework-triton>.

<sup>9</sup> <https://www.techrepublic.com/article/fbi-secret-service-investigating-cyberattack-on-florida-water-treatment-plant/>.

ofrecer más tiempo de actividad. Los compromisos en los componentes de la infraestructura que son administrados externamente pueden afectar directamente al negocio. Por ejemplo, se podría apagar la climatización de un edificio lo que podría detener las operaciones y estropear el inventario, los sensores de calidad del aire podrían no alertar a los trabajadores sobre condiciones ambientales inseguras, etc. Si bien el uso de los dispositivos IIoT puede contribuir a implantar mejores prácticas ambientales, es esencial que todos los sistemas conectados, que pueden estar en funcionamiento durante periodos muy prolongados de tiempo, se diseñen, evalúen y operen de forma segura.

La protección de los dispositivos IIoT y OT frente a los riesgos provenientes del entorno TI se vuelve más relevante a medida que estos entornos convergen. Es habitual que el análisis de riesgos se aborde de forma aislada para cada uno de los entornos. Para tener el éxito en la lucha contra los ataques, los riesgos deben abordarse de manera integral y, al mismo tiempo, dar cabida a la experiencia en el dominio en cada área. También es fundamental garantizar que los entornos digitales modernos no se vean frenados por las amenazas de la tecnología heredada y conectada a los sistemas OT. La mitigación requiere un enfoque integrado que abarque toda la empresa y sus proveedores. Las organizaciones deben buscar oportunidades para endurecer, parchear o segmentar los sistemas para reducir la superficie de ataque.

#### Proteger los datos

Los recientes avances en la gestión y el despliegue de la energía, como las redes inteligentes, solo han complicado la situación para las empresas energéticas. Esto no ha pasado desapercibido para los Gobiernos nacionales y regionales. La Comisión Europea, por ejemplo, creó el Smart Grid Task Force en 2009 para asesorar sobre cuestiones relacionadas con el despliegue y desarrollo de redes inteligentes.

Las redes inteligentes se consideran una forma esencial de gestionar el suministro de energía en el futuro, lo que permite a las empresas responder a los cambios locales en el uso. Pero como reconoció dicho grupo de trabajo, los clientes deben aceptar el uso de redes inteligentes lo que, a su vez, requiere que se les dé control sobre sus datos de consumo de energía. También es esencial que la nueva tecnología no ponga en peligro la privacidad de los datos personales y que los consumidores se sientan

seguros de que sus datos se mantendrán protegidos y se respetará su privacidad.

El grupo examinó los posibles riesgos en el tratamiento de los datos, la seguridad y la protección (incluidas las cuestiones de intercambio de datos), la identificación de la propiedad de los datos y los derechos de acceso así como las partes responsables de dicha protección. Y examinó la legislación europea sobre protección de datos y si debían establecerse nuevas medidas adicionales. Uno de los elementos clave en la estrategia de confianza cero que antes comentábamos, debe tener en cuenta estas recomendaciones y por tanto incluir mecanismos para la protección de los datos. Entre las acciones que se deben acometer se consideran imprescindibles las siguientes:

- Aplicar políticas de protección para proteger los datos con o sin la inscripción del dispositivo. Esto permite proteger la información de la empresa incluso en dispositivos no gestionados.
- Aplicar las directivas de gestión de aplicaciones móviles a sus aplicaciones de negocio existentes y de forma que no sea necesario realizar cambios en dichas aplicaciones.
- Permitir a los usuarios ver de forma segura el contenido de los dispositivos dentro de su ecosistema de aplicaciones mediante el uso de navegadores gestionados o versiones específicas de catálogo de aplicaciones empresariales.
- Cifrar los datos de la empresa dentro de las aplicaciones utilizando el nivel más alto posible y soportado por los dispositivos.
- Proteger los datos de la empresa aplicando políticas credenciales y doble factor de autenticación.
- Estableciendo sistemas de protección de la información y DLP a nivel documental para evitar que las potenciales pérdidas accidentales de información comprometan a la empresa y sus clientes.
- Definir una clasificación de la información para toda la compañía, teniendo en cuenta tanto a usuarios internos como clientes y proveedores.

Además los retos asociados a las normativas de privacidad se dividen normalmente en tres ámbitos: legal y de cumplimiento, tecnológicos y de datos. Hay que poner énfasis en la responsabilidad de la empresa que requiere a su vez un sólido modelo de gobernanza de la privacidad, lo que lleva a las empresas a

revisar la forma en que redactan las políticas de privacidad, para que sean más fáciles de entender y cuenten con las protecciones adecuadas en todo el ciclo de vida de la gestión de la información personal. Los requisitos de privacidad afectan a la forma de diseñar y gestionar las tecnologías. El concepto de «privacidad desde el diseño» se ha consagrado en la legislación a través de mecanismos como la Data Protection Impact Assessment (DPIA). Las personas y los equipos responsables de la gestión de la información se enfrentan al reto de proporcionar una supervisión transparente del almacenamiento y el linaje de los datos. Y es necesario mejorar la comprensión de los mecanismos de recopilación de dichos datos –así como los protocolos de almacenamiento– lo que a la larga facilitará el cumplimiento de los derechos de los clientes.

En última instancia, la privacidad de los datos no debe considerarse un mero ejercicio de cumplimiento normativo. Por el contrario, es una oportunidad importante para que las empresas energéticas impulsen el rendimiento y el crecimiento del negocio a través de la mejora de la eficiencia, la gestión de riesgos y la innovación relacionada con los riesgos asociados a la gestión de los datos y las prácticas empresariales.

#### Proteger las aplicaciones

En el sector energético a menudo conviven soluciones basadas en DCS, SCADA, RTU, con soluciones TI, e incluso con soluciones Legacy. Es muy importante de cara a proteger todas las aplicaciones aplicar controles y soluciones para descubrir todo el shadow IT existente para tenerlo inventariado y poder determinar qué medidas de protección se establecen. Aproximadamente el 15% de las aplicaciones que se despliegan en una empresa de tamaño medio no están gestionadas o simplemente no existen a los ojos de los administradores, lo que hace de esta gestión algo muy importante.

Además, se deben garantizar los permisos adecuados a cada una de las aplicaciones del catálogo empresarial, limitar el acceso basándose en el análisis en tiempo real y dotarse de herramientas de supervisión para identificar comportamientos anómalos.

Todas las acciones de los usuarios que puedan comportar riesgos de seguridad se deben controlar, así como validar las diferentes opciones de configuración segura de las aplicaciones que manejen información sensible dentro de una organización.

Conectando las aplicaciones a soluciones Cloud Application Security Broker (CASB) podemos conseguir su protección y analizar el comportamiento de los usuarios utilizando técnicas de Machine Learning para identificar amenazas.

### Proteger la red

Ya no estamos en la era de las redes claramente definidas y específicas para una determinada ubicación. En lugar de una red contenida y definida que hay que asegurar, hemos pasado a un conjunto muy elevado de dispositivos y redes. Esto es un reto para muchas empresas que a menudo tienen pocos recursos y una arquitectura de red plana y abierta unido a una mínima protección contra amenazas y un tráfico interno no cifrado. Esta situación se puede agravar si la tendencia hacia infraestructuras energéticas a pequeña escala como cooperativas energéticas o redes comunitarias energéticas crece y no se tienen en cuenta estos riesgos.

La ciberseguridad será aún más importante en estos entornos, y las empresas que se dedican a dotar de soluciones de ciberseguridad deberán apostar por desarrollar soluciones específicas para este tipo de redes en entornos de cooperativas o comunidades energéticas.

Adoptar un marco de seguridad de confianza cero es la clave para superar estas limitaciones. En lugar de creer que todo lo que hay detrás del cortafuegos de la empresa es seguro, debemos asumir que las brechas serán inevitables. Esto significa que se debe verificar cada solicitud como si se originara en una red no controlada. En dicho marco de la confianza cero, hay tres objetivos clave cuando se trata de asegurar una red:

- Estar preparado para manejar los ataques antes de que se produzcan.
- Minimizar el alcance de los daños y la rapidez con la que se propaga.
- Aumentar la dificultad de compromiso de los sistemas, estén en infraestructuras on-premise o en la nube

### Proteger la infraestructura

Las infraestructuras de IIoT/OT y TI incluyen una amplia gama de tecnologías, como hardware, dispositivos, sistemas industriales de control, máquinas virtuales, software, microservicios, redes y etc.

Muchas organizaciones tienen dificultades para proteger este entorno porque la gestión de los permisos suele ser una gestión semimanual y suele carecer de una gestión eficaz de la configuración de todos los activos. La implementación de un marco de confianza cero de extremo a extremo facilita:

- Asegurar que el software y los servicios están actualizados.
- Gestionar todas las configuraciones de forma centralizada con un enfoque multiinfraestructura.
- Prevenir, detectar y mitigar los ataques.
- Identificar y bloquear comportamientos de riesgo.

Dado que las redes están sujetas a ataques continuos y cada vez más sofisticados, es especialmente importante proteger su infraestructura de red con soluciones de seguridad que reconozcan de forma inteligente las amenazas desconocidas y se adapten para prevenirlas en tiempo real.

Se debe establecer una línea base prioritaria para la forma en que se administra una infraestructura. Se pueden aprovechar las instrucciones NIST 800-53, que definen un conjunto de requisitos. Esta base mínima debe tener en cuenta al menos estos elementos:

- El acceso a datos, redes, servicios, dispositivos, utilidades, herramientas y aplicaciones debe controlarse mediante mecanismos de autenticación y autorización.
- Los datos deben cifrarse en tránsito, en reposo y en uso con tecnologías como Confidential Computing<sup>10</sup>.
- Restringir los flujos de tráfico de red.
- Visibilidad del equipo de seguridad para todos los activos.
- La supervisión y la auditoría deben estar habilitadas y configuradas correctamente de acuerdo con las directrices organizativas.
- El antimalware debe estar actualizado y en ejecución.
- Es necesario realizar análisis de vulnerabilidades y corregirlas, según las directrices organizativas.

Para medir e impulsar el cumplimiento de esta línea base mínima, se deben contemplar todas las infraestructuras, tanto on-premise

<sup>10</sup> <https://confidentialcomputing.io/>.

como nube. La red igual que la identidad es el nexo de unión de todos los activos y disponer de una herramienta de vigilancia es indispensable.

### Conclusión

Nos gustaría concluir con tres mensajes claros al respecto de los puntos tratados en este capítulo en el que hemos hablado del contexto energético actual, los riesgos de ciberseguridad en el entorno energético y como abordar una estrategia de ciberseguridad. Hemos de ser conscientes que las empresas de sector energético deben tener la ciberseguridad como una de las principales prioridades y comprometerse a trabajar con el resto de los actores de la industria para proteger a sus clientes y las infraestructuras.

Por eso pensamos que la mejor respuesta que puede dar el sector energético debe tener una visión ambiciosa y basada en las tres «D». Diplomacia, Disrupción y Defensa.

### Diplomacia

Hemos tratado durante la explicación del contexto actual diferentes temas relacionados con la situación geopolítica. Los Gobiernos continúan invirtiendo en capacidades ofensivas en el ciberespacio, y los ataques Estado-nación sobre población civil van en aumento. Los ciberataques han pasado a formar parte de lo que se ha venido a llamar guerra híbrida. El mundo necesita nuevas reglas internacionales para proteger «lo público» de dichas amenazas y del cibercrimen. Deberíamos trabajar en fomentar una diplomacia digital fomentando el encuentro entre todos los Estados en iniciativas como la Paris Call<sup>11</sup> o la Convención de Génova que nos permitan establecer nuevos tratados y protocolos para esta nueva realidad.

### Disrupción

También hemos hablado de los riesgos en el entorno energético. No hay una sola empresa hoy en día que pueda por si sola luchar contra el cibercrimen de forma efectiva. Es necesario que el sector público y el sector privado colaboren a través de pro-

---

<sup>11</sup> <https://pariscall.international/en/>.

gramas de protección conjunta, compartan inteligencia de seguridad, y ahonden en los protocolos de actuación y respuesta a incidentes. Desde España la labor que desempeña en esta línea el CCN-CERT<sup>12</sup>, INCIBE<sup>13</sup> y el DSN<sup>14</sup> en el ámbito de sus respectivas competencias es esencial para continuar la línea marcada en las diferentes estrategias de seguridad nacional, pero además es importante colaborar con el resto del sector privado especializado en el ámbito de la ciberseguridad sobre todo con aquellos cuya inteligencia de seguridad sea global y aporte una visión integrada a nivel mundial.

## Defensa

En cuanto a la estrategia, es necesario potenciar estrategias como confianza cero (Zero Trust) en todos los ámbitos, pero sobre todo en el de las infraestructuras críticas. Abrazar esta aproximación para abordar la seguridad en un mundo cada vez más global, híbrido y remoto utilizando una aproximación basada en nunca confiar, siempre verificar en todos los ámbitos tecnológicos para reducir el avance de los ciberataques.

---

<sup>12</sup> <https://www.ccn-cert.cni.es/>.

<sup>13</sup> <https://www.incibe.es/>.

<sup>14</sup> <https://www.dsn.gob.es/es/>.



## Capítulo cuarto

### La captura de CO<sub>2</sub>. Un pilar indispensable de la descarbonización

*Vicente Cortés Galeano*

*Benito Navarrete Rubia*

A José A. Azuara

#### Resumen

La captura de CO<sub>2</sub> es una herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización mundiales y de la Unión Europea. Sin captura no será posible alcanzar cero emisiones netas en 2050, al ser la única tecnología que aporta emisiones «negativas» retirando indefinidamente CO<sub>2</sub> de la atmósfera. Una de cada tres toneladas de CO<sub>2</sub> que la industria necesita dejar de emitir requiere procesos de captura, pues no hay tecnologías alternativas a la fecha. La captura tiene una doble funcionalidad dependiendo de si el CO<sub>2</sub> capturado se destina a almacenamiento geológico, o a su transformación en productos químicos, eco-combustibles o materiales inorgánicos. Su aplicabilidad es viable en clusters industriales conectados a hubs logísticos próximos a lugares de almacenamiento. En el norte de Europa hay numerosas iniciativas en desarrollo, no así en el sur, con la consiguiente desventaja competitiva, aunque el almacenamiento geológico en el norte de África es una opción potencial. Se requieren adecuadas medidas de protección en el paquete legislativo Fit for 55 de la Comisión Europea, pues existe riesgo de que la Unión

Europea se convierta en importador de productos «verdes» (acero, cemento, fertilizantes) fabricados en terceros países con condiciones favorables.

### **Palabras clave**

Captura de CO<sub>2</sub>, descarbonización, cero emisiones netas, emisiones negativas, procesos de captura, almacenamiento geológico, ecombustibles.

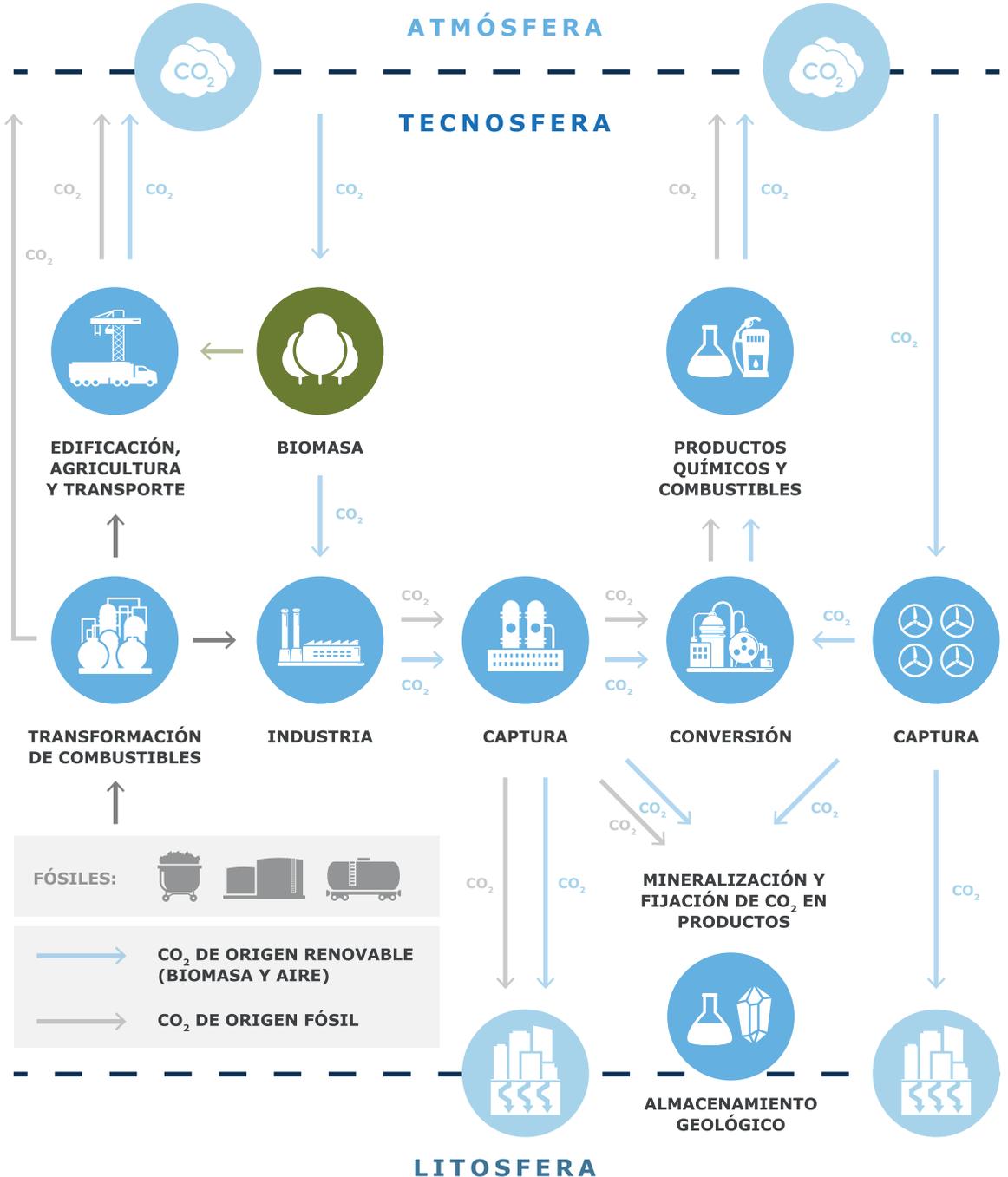
## Abstract

*CO<sub>2</sub> capture is an essential tool for achieving the EU and global decarbonisation targets. Without capture, it will not be possible to achieve zero net emissions by 2050, as it is the only technology that provides «negative» emissions by removing CO<sub>2</sub> from the atmosphere indefinitely. One in three tons of CO<sub>2</sub> that industry needs to stop emitting requires capture processes, as there are no alternative technologies to date. Capture has a dual functionality depending on whether the captured CO<sub>2</sub> is destined for geological storage, or for transformation into chemicals, e-fuels or inorganic materials. Its applicability is feasible in industrial clusters connected to logistics hubs near storage sites. In Northern Europe, many initiatives are under way, but not in the South, with the resulting competitive disadvantage, although geological storage in North Africa is a potential option. Adequate protective measures are needed in the European Commission's «Fit for 55» legislative package, as there is a risk that the EU will become an importer of «green» products (steel, cement, fertilisers) manufactured in third countries on favourable terms.*

## Keywords

*CO<sub>2</sub> capture, decarbonisation, zero net emissions, negative emissions, capture processes, geological storage, eco-fuels.*

# FLUJOS DE CARBONO SIMPLIFICADOS Y SUBTIPOS DE CAPTURA



## ROLES DE LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>



**1**  
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ACTIVOS INDUSTRIALES CON VIDA ÚTIL RELEVANTE



**2**  
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE SECTORES SIN OPCIONES TECNOLÓGICAS DESARROLLADAS COMERCIALMENTE



**3**  
FACILITADOR DEL DESPLIEGUE RÁPIDO DE HIDRÓGENO AZUL PARA PUESTA A PUNTO DE CADENAS DE VALOR DE HIDRÓGENO



**4**  
CONTRIBUCIÓN A EMISIONES NEGATIVAS VIA BECCS\* Y DACCS\*\*

## ROLES DE LA CAPTURA Y EMPLEO DE CO<sub>2</sub>



**1**  
TRANSFORMACIÓN DE HIDRÓGENO Y CO<sub>2</sub> "RENOVABLE" EN METANO SINTÉTICO



**2**  
FABRICACIÓN DE E-FUELS VIA F-T CON CO<sub>2</sub> "RENOVABLE"



**3**  
FABRICACIÓN DE METANOL



**4**  
FABRICACIÓN DE OLEFINAS, BTX, ÁCIDO FÓRMICO...

\* **BECCS**: BIOMASS ENERGY WITH CARBON CAPTURE AND STORAGE (CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> APLICADA A PROCESOS DE BIOENERGÍA)

\*\* **DACCS**: DIRECT AIR CARBON CAPTURE AND STORAGE (CAPTURA DE CO<sub>2</sub> DIRECTA DEL AIRE PARA ALMACENAMIENTO)



## Introducción

Los Acuerdos de París de la COP21 y el Pacto Verde europeo son los dos marcos de referencia de un conjunto de acciones que persiguen, entre otras finalidades, la mitigación del cambio climático. En última instancia se trata de avanzar decididamente hacia la descarbonización de la economía como acción transversal que afecta a todos los sectores y a todos los ciudadanos.

Entre las herramientas de la descarbonización y especialmente en el ámbito de la Unión Europea, algunas cuentan con el beneplácito generalizado de la sociedad en sentido amplio, como son el empleo de energía renovable, la electrificación y más recientemente el hidrógeno denominado «verde». Sin embargo, la captura, almacenamiento y empleo de CO<sub>2</sub> no disfrutaban de tal aceptación por un conjunto de factores diversos entre los que se encuentran el desconocimiento de su importancia, la percepción de que suponen una vía para que las energías fósiles sigan formando parte del «mix» de energía primaria y que gracias a ella la industria pesada puede retrasar su transformación. Si en algunos países, como es el caso de España, la captura no merece más que consideraciones genéricas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, el escenario se antoja complejo para su adecuado desarrollo.

Pero tanto el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) como la Comisión Europea (preparando regulación al respecto) reconocen que sin la captura no es posible alcanzar los objetivos de reducción de emisiones para 2030 y especialmente 2050. Ítem más, en el marco de la COP26, los EE. UU. y China (los dos mayores emisores del planeta) alcanzaron un acuerdo para el despliegue de tecnologías de captura y empleo incluyendo la captura de CO<sub>2</sub> directa del aire.

La Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA) señala que el objetivo de emisiones netas cero en 2050 requiere una reducción de emisiones de 36,9 Gt/a, de la que más del 60% ha de provenir de la industria y de la generación eléctrica y térmica. Y a su vez indica que de cada tres toneladas de reducción en estos sectores una ha de ser aportada por la captura.

Por consiguiente, resulta indispensable contemplar la captura como herramienta esencial de la descarbonización, máxime cuando es la única opción tecnológica que permite alcanzar emisiones «negativas», capturando CO<sub>2</sub> de combustión y gasificación

de biomasa e hipotéticamente del aire atmosférico, para su almacenamiento geológico indefinido. Sin esta contribución, el objetivo de emisiones netas cero es inalcanzable.

El presente capítulo examina desde una perspectiva rigurosa los aspectos regulatorios, técnicos, económicos y geoestratégicos derivados de la captura de CO<sub>2</sub> para almacenamiento geológico y empleo.

### Una visión global de la captura de CO<sub>2</sub> y su relevancia

#### Concepto

Los términos «captura de CO<sub>2</sub>» o «captura de carbono» se suelen utilizar para designar el conjunto de elementos que comprende la captura, el transporte del CO<sub>2</sub> capturado y el almacenamiento geológico y/o el empleo del mismo.

La Figura 1 muestra un esquema simplificado del proceso, que consiste idealmente en la separación de CO<sub>2</sub> de una corriente de gases, para transportarlo capturado hasta un lugar de almacenamiento geológico adecuado o a un proceso de conversión que origine un producto con valor comercial<sup>1</sup>.

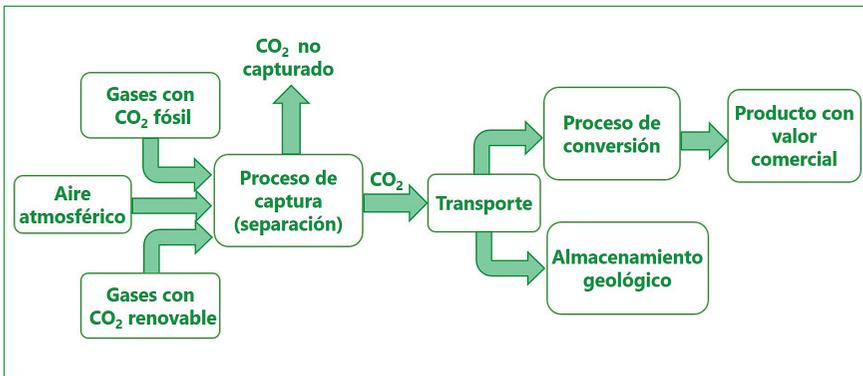


Figura 1. La captura, transporte, almacenamiento y empleo de CO<sub>2</sub>

En la Tabla 1 se recogen sintéticamente los subtipos de captura de CO<sub>2</sub>, con detalle de atributos principales.

<sup>1</sup> Quedan excluidos del ámbito de esta contribución empleos del CO<sub>2</sub> en recuperación mejorada de petróleo (EOR), como refrigerante, en horticultura y mineralización.

Acrónimo	CCS <sup>1</sup>	CCU <sup>2</sup>	BECCS <sup>3</sup>	BECCU <sup>4</sup>	DACCS <sup>5</sup>	DACCU <sup>6</sup>
Finalidad principal	Reducción de emisiones de origen fósil o de procesos de descarbonización	Empleo de CO <sub>2</sub> capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando CO <sub>2</sub> de la atmósfera	Empleo de CO <sub>2</sub> "renovable" <sup>7</sup> capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando directamente CO <sub>2</sub> de la atmósfera	Empleo de CO <sub>2</sub> "renovable" <sup>7</sup> capturado del aire para sustituir carbono de origen fósil
Aplicabilidad	Procesos industriales, incluyendo producción de hidrógeno azul, y generación de energía eléctrica y térmica	Transformación, con el concurso de hidrógeno, en combustibles gaseosos y líquidos y en productos químicos <sup>8</sup>	Procesos de transformación energética de la de biomasa y residuos orgánicos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior	Independiente de otros procesos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior
Eliminación permanente de CO <sub>2</sub>	Si	No	Si	No	Si	No
Descarbonización resultante del proceso	Cero emisiones <sup>10</sup>	~50%	Emisiones negativas <sup>11</sup>	Cero emisiones <sup>10</sup>	Emisiones negativas <sup>11</sup>	Cero emisiones <sup>10</sup>
TRL <sup>9</sup>	8-9	E-fuels F-T <sup>12</sup> 6-8 Metano 6-7 Metanol 7-9	7-8	Captura 7-8 Conversión ídem a CCU	3-4	Captura 3-4 Conversión ídem a CCU
Base del modelo de negocio	Ahorro de derechos de emisión, incentivos y regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación
Contribución a economía circular	No	Si	No	Si	No	Si

**Tabla 1. Subtipos de tecnologías de captura**

1. Captura y almacenamiento de carbono, 2. captura y empleo de carbono, 3. captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía, bioenergía con CCS, 4. captura y empleo de carbono procedente de bioenergía, 5. captura directa del aire para almacenamiento, 6. captura directa del aire para empleo, 7. empleamos el término «removable» para indicar que se trata de CO<sub>2</sub> procedente de la transformación de biomasa o capturado del aire, 8. quedan fuera del ámbito de este trabajo los procesos de mineralización, sea cual sea su naturaleza, 9. nivel de desarrollo de la tecnología, 10. carbon neutral, 11. carbon negative, 12. combustibles sintéticos obtenidos por síntesis Fischer-Tropsch.

A su vez, la Figura 2 ilustra gráficamente las diferentes alternativas.

En este trabajo emplearemos las siguientes denominaciones:

- «Captura» se usará en genérico para designar la cadena completa constituida por captura, transporte, almacenamiento y empleo en todas las variantes indicadas en la Tabla anterior.
- «Captura de CO<sub>2</sub>» será utilizado para designar la separación de CO<sub>2</sub> de una corriente de gases.
- Se emplearán los acrónimos CCS (del inglés Carbon Capture and Storage), CCU (por Carbon Capture and Utilization), cuando sea preciso distinguir entre almacenamiento y empleo.
- El acrónimo CCUS incluye tanto las alternativas de almacenamiento como de empleo.

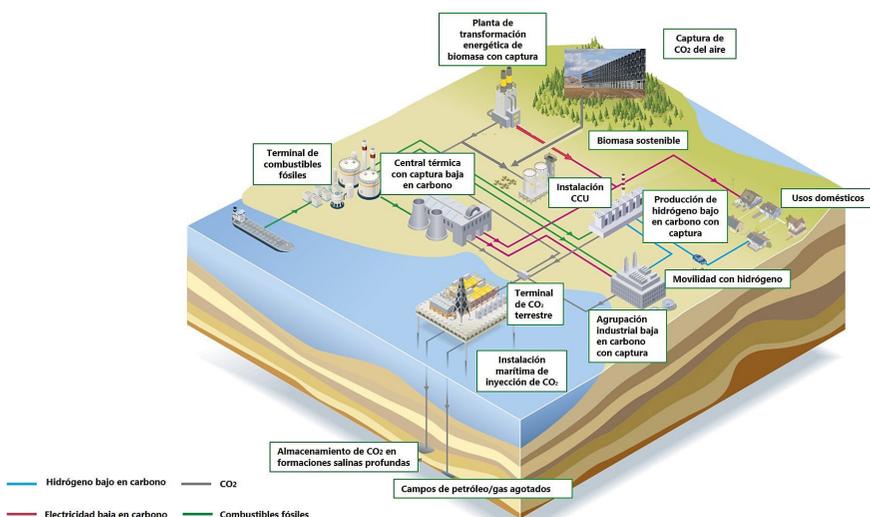


Figura 2. Esquema de la captura.

Adaptado de <https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/why-ccs/>

- e) Salvo indicación en contrario, los términos anteriores incluyen las variantes BEC y DAC, tal y como aparecen en la Tabla 1.
- f) Es decir, CCS incluye BECCS y DACCS, CCU incluye BECCU y DACCU y CCUS incluye BECCUS y DACCUS.

### La CCS y la CCU en las políticas de descarbonización

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) pone de manifiesto la importancia de la CCS en la mayoría de los escenarios de mitigación congruentes con un incremento máximo de temperatura de 1,5 °C sobre los valores preindustriales<sup>2</sup>. En esos escenarios, el papel de la CCS y la CCU es especialmente importante en sectores industriales con emisiones intrínsecamente difíciles de reducir, en los que las medidas de otra índole no serán suficientes.

El Artículo 4.1. del Acuerdo de París establece la necesidad de alcanzar un equilibrio en la segunda mitad de este siglo entre las emisiones antropogénicas de las fuentes y las eliminaciones por los sumideros de gases de efecto invernadero. El Global CCS

<sup>2</sup> Rogelj, J. et al. (2018). «Mitigation pathways compatible with 1.5 °C in the context of sustainable Development». En Global Warming of 1.5 °C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels.

Institute (GCCSI)<sup>3</sup> concluye que la CCS es una tecnología que se puede implementar para reducir significativamente las emisiones en varios sectores.

El Pacto por el Clima de Glasgow de la COP26 incluye una mención a la reducción progresiva de instalaciones que empleen carbón sin abatimiento<sup>4</sup>, cuestión que ha sido analizada previamente por la International Energy Agency, (IEA)<sup>5</sup>. Se anunció adicionalmente en la citada COP26 una nueva misión en el marco de la Mission Innovation<sup>6</sup> para avanzar en tecnologías de eliminación de dióxido de carbono (Carbon Dioxide Removals, CDR) para alcanzar una reducción global neta de 100 Mt/a de CO<sub>2</sub> en 2030. Los EE. UU. y China (los dos mayores emisores del planeta) alcanzaron un acuerdo<sup>7</sup> para el despliegue de tecnologías como la CCUS y la captura de CO<sub>2</sub> directa del aire.

En la Unión Europea (UE), los objetivos legalmente vinculantes de reducción de emisiones del 55% en 2030 y emisiones netas cero en 2050 establecidos en el Pacto Verde Europeo<sup>8</sup> refuerzan de manera importante el papel de la CCS y CCU. El conjunto de normativas denominado Fit for 55 persigue revisar los elementos legislativos clave en el ámbito de la energía y el cambio climático. Entre ellas está una comunicación sobre ciclos de carbono sostenibles<sup>9</sup> en la que se presenta el papel a largo plazo de soluciones tecnológicas (y naturales) para implementar mecanismos CDR entre ellos la BECCS y la DACCS, pues posibilitan aportar emisiones negativas, como se detallará. Ello vendrá acompañado de la implantación de mecanismos de certificación independientes. El Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218) detalla para la captura la relevancia de las diferentes acciones en curso.

<sup>3</sup> Tamme, E. y Scowcroft, J (2020). The role of CCS in the Paris Agreement and its Article 6. GCCSI. En <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-role-of-ccs-in-the-paris-agreement-and-its-article-6/>. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

<sup>4</sup> <https://unfccc.int/documents/310475>. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

<sup>5</sup> IEA (2021). Net zero by 2050. International Energy Agency, París.

<sup>6</sup> <http://mission-innovation.net/2021/11/09/23-governments-announce-new-missions-to-accelerate-innovation-in-clean-energy-technologies-that-can-decarbonize-sectors-responsible-for-50-of-global-emissions/>. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

<sup>7</sup> [https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/#.YYz\\_SH94EUI.twitter](https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/#.YYz_SH94EUI.twitter). Consulta el 3 de diciembre de 2021.

<sup>8</sup> [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_es](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_es). Consulta el 6 de diciembre de 2021.

<sup>9</sup> [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles_en). Consulta el 23 de diciembre de 2021.

En España, el Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC)<sup>10</sup> incluye una serie de menciones genéricas a la captura, sin mayor concreción. Véase Apartado «La captura en los Planes Integrados de Energía y Clima».

### Los seis pilares de la descarbonización

Según el análisis de la International Renewable Energy Agency (IRENA)<sup>11</sup> el ritmo actual de implantación de las medidas de descarbonización en el mundo no permitirá alcanzar la reducción de emisiones necesaria para el objetivo de 1,5 °C. La Figura 3 muestra la evolución de emisiones en el denominado Escenario

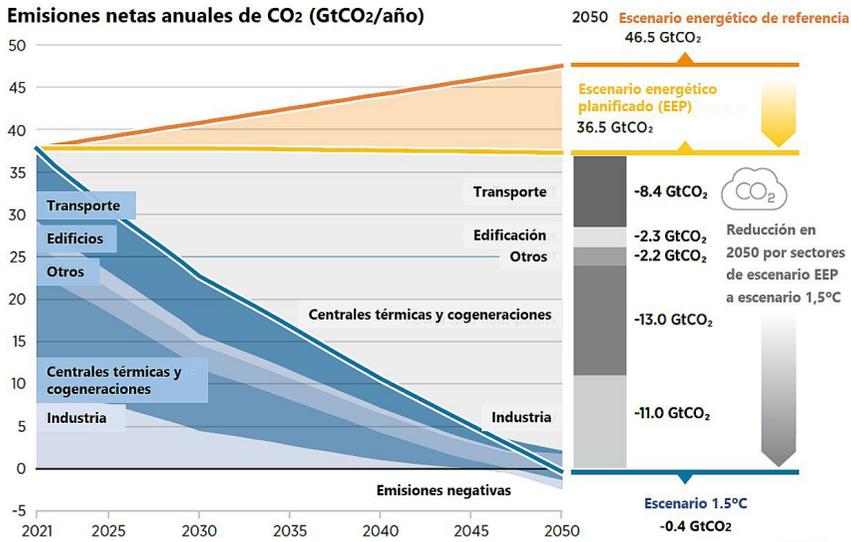


Figura 3. Tendencias en las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en tres escenarios, 2020-2050

EEP: El Escenario Energético Planificado (EEP) es el caso de referencia principal para el informe de IRENA. Proporciona una perspectiva de la trayectoria de emisiones de CO<sub>2</sub> en base a las planificaciones energéticas de los Gobiernos incluyendo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París.

Fuente: IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 °C Pathway. P. 58. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).

<sup>10</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

<sup>11</sup> IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 °C Pathway. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. P. 58.

Energético Planificado (EEP)<sup>12</sup>, que muestra la trayectoria de emisiones de CO<sub>2</sub> en base a las denominadas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París<sup>13</sup>.

Alcanzar emisiones netas cero en 2050 requiere una reducción de emisiones de 36,9 Gt/a<sup>14</sup> de CO<sub>2</sub> de las que más del 60% han de provenir de la industria y de la generación eléctrica y térmica.

Alcanzar estas reducciones requiere el concurso de un conjunto de herramientas (Figura 4) entre las que la captura de CO<sub>2</sub>, tanto aplicada a la transformación de fósiles como de biomasa, ocupa un papel relevante.

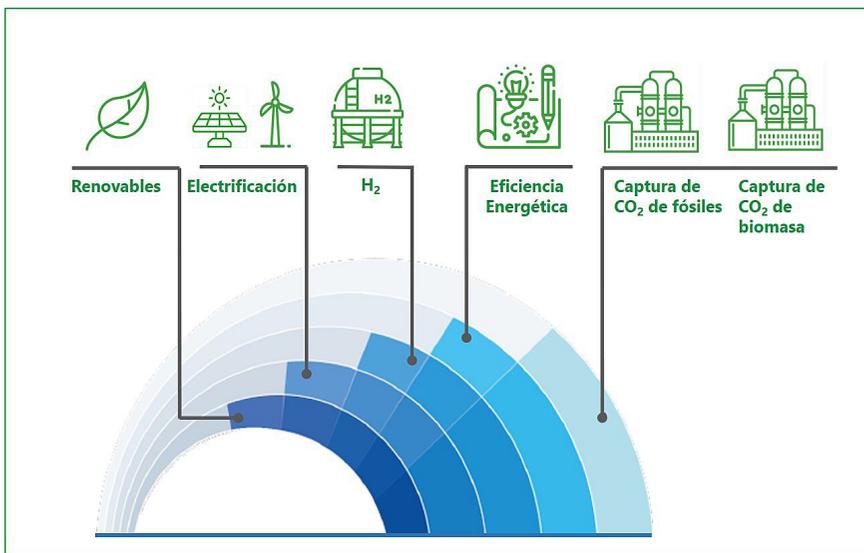


Figura 4. Los seis pilares de la descarbonización

El informe citado<sup>15</sup> pone de relieve que la captura deberá hacer frente a aproximadamente un 20% de la reducción de emisiones necesaria en 2050, doblando la contribución del hidrógeno (Figura 5).

<sup>12</sup> El Escenario Energético Planificado (EEP) es el caso de referencia principal para el informe de IRENA. Proporciona una perspectiva de la trayectoria de emisiones de CO<sub>2</sub> en base a las planificaciones energéticas de los Gobiernos incluyendo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París.

<sup>13</sup> <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/contribuciones-determinadas-a-nivel-nacional-ndc>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>14</sup> Incluyendo 0,4 Gt/a de emisiones negativas.

<sup>15</sup> IRENA (2021). Op. cit. p. 21.

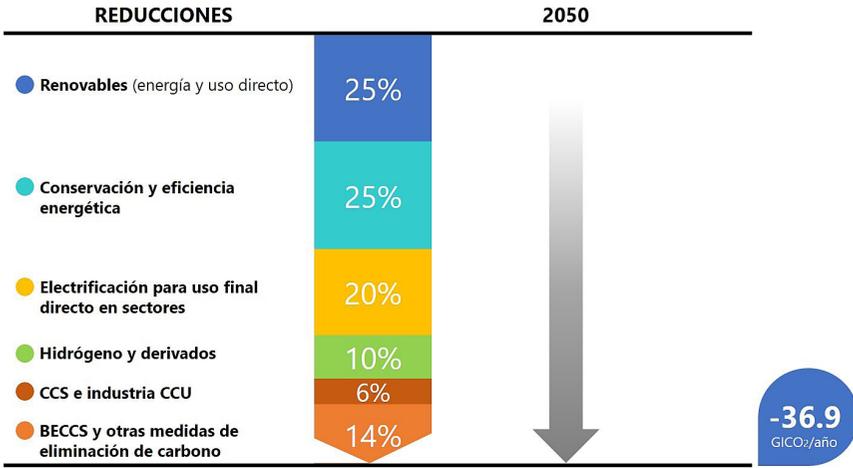


Figura 5. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario de 1,5 °C. Fuente: IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 °C Pathway. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

La contribución relativa de los seis pilares de la descarbonización a la reducción de emisiones necesaria es distinta según el sector de que se trate. Para la industria los procesos de captura contribuyen con el 34%<sup>16</sup>. En decir, una de cada tres toneladas de CO<sub>2</sub> que la industria mundial debe dejar de emitir descansa en procesos fundamentalmente CCS y en menor medida CCU.

En el caso de la Unión Europea es reconocido, tanto por la Comisión como por el Parlamento, que no será posible alcanzar los objetivos de neutralidad de emisiones en 2050 sin CCUS, al ser la única alternativa tecnológica que permite la retirada de CO<sub>2</sub> de la atmósfera por vía directa o indirecta y la contribución a la reducción de emisiones en sectores con emisiones difíciles de evitar<sup>17</sup>. De ello se deriva el conjunto de acciones legislativas que será detallado más adelante.

<sup>16</sup> IRENA (2021). Op. cit. p. 84.

<sup>17</sup> Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Minutes. En [https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11\\_en](https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11_en). Consulta el 6 de diciembre de 2021.

## Los roles de la captura

### Planteamiento general

La CCS y la CCU contribuyen a la descarbonización de cuatro maneras diferentes<sup>18, 19</sup>, no excluyentes entre sí. Para el caso de la CCS tenemos:

1. Reducción de emisiones de instalaciones existentes. Puede incorporarse a centrales térmicas, ciclos combinados e instalaciones industriales con importante fracción de la vida útil disponible, evitando así una notable destrucción de capital.
2. Abatimiento de emisiones en industria sin alternativas de captura comerciales y competitivas. La CCS es a fecha de hoy la única solución tecnológica para reducir las emisiones de la fabricación de cemento y una opción atractiva para descarbonizar la fabricación de acero y productos químicos como vía de transición hasta la disponibilidad de otras rutas.
3. Una alternativa válida, tanto técnica como económica, para la obtención de hidrógeno bajo en carbono.
4. Una vía tecnológica que permite obtener «emisiones negativas», es decir CO<sub>2</sub> disponible para su almacenamiento indefinido y así posibilitar la neutralidad de emisiones, objetivo para la Unión Europea en 2050. Ello puede alcanzarse mediante BECCS, que posibilita que termine en el subsuelo CO<sub>2</sub> atmosférico que ha sido fijado por procesos naturales o mediante DACCS a escala industrial.

El informe de 2021 del GCCSI<sup>20</sup> presenta el estado de la situación de proyectos de captura en el mundo con diferenciación de la finalidad de las diferentes aplicaciones.

Por su parte, la CCU ofrece un número notable de opciones, entre las que destacan:

1. Transformación de hidrógeno renovable en metano sintético, para inyección en red de gas natural, por ejemplo.
2. Fabricación de combustibles sintéticos (e-fuels) vía síntesis Fischer-Tropsch (F-T) con CO<sub>2</sub> de origen no fósil, posible-

<sup>18</sup> IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture, utilisation and storage. P. 51.

<sup>19</sup> GCCSI (2021). Policy factsheet. Global status of CCS 2021.

<sup>20</sup> GCCSI (2021-2). Policy factsheet. Global Status of CCS 2021. P. 16.

mente la única alternativa a día de hoy para un transporte aéreo descarbonizado.

3. Producción de metanol para empleo directo o transformación en derivados.
4. Fabricación de aromáticos y olefinas, bases para plásticos, resinas, adhesivos, etc.

Pasamos a desarrollar sintéticamente los roles de la CCS. Las opciones de empleo de la CCU serán detalladas en el Apartado «Empleo del CO<sub>2</sub>, CCU» (p. 239).

#### Reducción de emisiones en instalaciones existentes

La reducción de emisiones en centrales térmicas y centrales de ciclo combinado es un eje central en la descarbonización de la electricidad, con características diferenciales según regiones del planeta y configuración de su matriz de producción. Estos activos (más los industriales) pueden generar en el mundo 600 Gt de CO<sub>2</sub> hasta agotar su vida útil operando con la configuración actual, cifra que equivale aproximadamente a 15 años de emisiones globales anuales<sup>21</sup>.

Las centrales térmicas de carbón suponen un reto particularmente importante. La antigüedad media del parque en la mayoría de los países asiáticos tiene menos de 20 años, cifra que es de 13 años en China. En Europa la cifra es de 35 años y algo superior en EE. UU. Hay actualmente en el mundo 167 GW de generación con carbón en construcción, y es difícil pensar que la tendencia marcada por Europa de cierre acelerado de la generación con carbón pueda extenderse a otras regiones del mundo.

La captura tiene la importante característica de que las opciones tecnológicas maduras pueden incorporarse a centrales existentes si se dan una serie de condicionantes básicos (espacio, configuración y posibilidad de transporte para almacenamiento), aunque a costa de pérdidas de rendimiento y mayores costes de operación. Para las nuevas centrales en construcción se maneja hace años el concepto de «preparada para captura»<sup>22</sup> de forma

<sup>21</sup> GCCSI (2021-2). Op. cit. p. 57.

<sup>22</sup> Markusson, N. y Haszeldine, R. S. (2010). «Capture ready' regulation of fossil fuel power plants-Betting the UK's carbon emissions on promises of future technology». *Energy Policy* 38, nº 11. Pp. 6695-6702. En <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.039>.

que los permisos de operación requerían para su otorgamiento que la instalación pudiese incorporar la tecnología necesaria en una fase posterior.

En el caso de las centrales de ciclo combinado, su papel en las matrices de generación con importancia creciente de renovables se orienta hacia una operación flexible. Si el ciclo está dotado de captura los cambios de carga rápidos sufren una limitación relevante derivada del nuevo proceso, si este ha de operar durante el transitorio. Y desde el punto de vista económico un número de horas condicionado por la disponibilidad de electricidad renovable, presumiblemente creciente en los próximos años en la Unión Europea, supone un escenario complejo para tomar la decisión de inversión en la unidad de captura.

En el ámbito de la denominada transición justa, la aplicación de CCS permite el mantenimiento de empleo y la economía de las zonas en las que se encuentran los activos en cuestión. El cierre de instalaciones supone importantes distorsiones económicas y locales en muchos casos irreversibles, a pesar de los planes de reindustrialización y sustitución por otras actividades, que llevarán un tiempo hasta materializarse.

#### Abatimiento de emisiones en la industria

La CCUS es en la práctica la única opción a la fecha y en los próximos años para un cierto número de sectores con emisiones difíciles de abatir, bien de proceso (derivadas de las transformaciones de las materias primas y productos intermedios), bien del uso intensivo de energía. Las alternativas al empleo de fósiles en esos sectores (uso de hidrógeno y electricidad) son muy caras en términos comparativos o no están disponibles comercialmente a las escalas requeridas. Los sectores en cuestión (acero, cemento e industria química) aportaron casi el 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la Unión Europea en 2019, emisiones que deberían de reducirse en un 90-95% con respecto a los niveles de 1990<sup>23</sup>.

Desde un punto de vista técnico es relativamente fácil y rápido implementar CCUS en la fabricación de acero y en la industria química. Las opciones tecnológicas distintas a la captura en desarrollo para el acero, por ejemplo, se traducen en aún mayores

<sup>23</sup> Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Position Paper. En [https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11\\_en](https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11_en). Consulta el 6 de diciembre de 2021.

incrementos de precio de los productos que los derivados de la vía de captura<sup>24</sup>. No obstante, como se detallará en el Apartado «La necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento», página 272, el recurso a la CCS requiere disponibilidad de infraestructura de transporte y sobre todo de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, amén del imprescindible apoyo político a esta alternativa. Como se va a ilustrar, la situación es muy dispar en ambos aspectos entre los países del norte y del sur de Europa.

Los costes de producción de metanol y amoníaco<sup>25</sup> empleando CCU son típicamente un 20 y un 40% superiores al de los procesos sin captura. La vía que recurre a hidrógeno electrolítico origina costes entre un 50 a un 115% superiores<sup>26, 27</sup>.

En el caso de la CCU, es preciso tener en cuenta la gran disparidad entre los tonelajes producidos y los potencialmente utilizables, el grado de madurez tecnológica y los costes asociados a los procesos, que no hacen pensar en una aplicabilidad a muy corto plazo.

Existe una fuerte competencia internacional en relación con los productos de las industrias citadas, que se caracterizan por tener bajos márgenes. Los productos descarbonizados de fabricación europea pueden verse desplazados por los procedentes de otras regiones del planeta, para lo que se hace necesaria la implementación del denominado mecanismo de ajuste de carbono en frontera (CBAM) en preparación por la Comisión<sup>28</sup>. Adicionalmente, adoptar decisiones de inversión en escenarios inciertos, tanto para CCUS como para vías tecnológicas descarbonizadas puede resultar enormemente arriesgado. Ello puede suponer que la senda de descarbonización establecida en el caso de la Unión Europea por la Comisión no se alcance por la vía de reducción de emisiones, sino por la de reducción de la capacidad industrial, derivada de decisiones de deslocalización.

En el Apartado «La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo» (p. 262)

<sup>24</sup> Apartado «La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo» (p. 262).

<sup>25</sup> Capturando el CO<sub>2</sub> originado en la producción de hidrógeno a partir de fósiles, especial aunque no exclusivamente de la transformación de gas natural.

<sup>26</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 64.

<sup>27</sup> Apartado «Metanol».

<sup>28</sup> Apartado «Disposiciones de relevancia para la captura no incluidas en el paquete legislativo Fit for 55» (p. 223).

se detalla la problemática, retos y tecnologías aplicables a cada uno de los tres sectores mencionados a los que se añade el de refino de petróleo.

### Obtención de hidrógeno bajo en carbono

La Comisión Europea presentó en julio de 2020 la estrategia del hidrógeno<sup>29</sup>, sancionada favorablemente por el Consejo y el Parlamento. Se establecen objetivos de potencia instalada de electrolizadores 6 GW en 2024 y de 40 GW en 2030, con producciones de hidrógeno electrolítico de 1 y 10 Mt/a, respectivamente<sup>30</sup>. Según una fuente, cada GW electrolítico necesitará entre 1 y 4 GW de potencia renovable instalada y dedicada, en donde el valor superior correspondería a instalaciones fotovoltaicas<sup>31</sup>.

Los planes de despliegue de generación eléctrica renovable previstos en la Unión Europea no serían suficientes (en escenario con cierre del carbón y centrales nucleares) para satisfacer las necesidades de electrificación del transporte, edificación, industria y producción de hidrógeno electrolítico en la próxima y siguientes décadas<sup>32</sup>, máxime cuando el hidrógeno obtenido por reformado con vapor de metano (SMR por sus siglas en inglés) dotado de captura de CO<sub>2</sub> proporciona hidrógeno bajo en carbono a un precio sensiblemente inferior<sup>33</sup>.

Hemos realizado una actualización de la comparativa realizada por la IEA<sup>34</sup> de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la producción de hidrógeno. En la Unión Europea, el valor medio de emisiones de CO<sub>2</sub> por kWh en 2020 fue de 230,7 g (España 156,4 g)<sup>35</sup>. La huella de CO<sub>2</sub> asociada a 1 kg de hidrógeno electrolítico producido con electricidad de la red (hidrógeno bajo en carbono) sería algo

<sup>29</sup> Comisión Europea (2020). Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM/2020/301 final.

<sup>30</sup> La producción a la fecha en la Unión Europea es de unos 10 Mt/a, en su práctica totalidad a partir de fósiles, especialmente gas natural.

<sup>31</sup> Agora Energiewende, Agora Industry (2021). 12 Insights on Hydrogen. P. 31.

<sup>32</sup> Belmans, R. et al. (2021). Electrification and sustainable fuels: competing for wind and sun (complement to the policy brief). RSC Working Paper 2021/55. En <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/71402>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>33</sup> DNV (2021). Energy transition outlook. P. 76.

<sup>34</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 24.

<sup>35</sup> [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#-tab-googlechartid\\_googlechartid\\_googlechartid\\_chart\\_1111](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#-tab-googlechartid_googlechartid_googlechartid_chart_1111). Consulta el 9 de diciembre de 2021.

menos de 12 kg y para la matriz española unos 8 kg. El hidrógeno bajo en carbono producido por SMR dotado de CCS tiene una huella de carbono de 2 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>, considerando las emisiones asociadas al proceso completo de obtención, transporte y transformación del gas natural.

Por consiguiente, resulta evidente que la electricidad para obtener hidrógeno electrolítico ha de ser totalmente renovable y a precio competitivo (electricidad a precio cero para obtención de metanol a partir de hidrógeno renovable)<sup>36</sup> a los efectos de alcanzar un proceso de descarbonización efectiva, pero además se hace necesario recorrer la curva de aprendizaje de los electrolizadores de diferentes tecnologías, para reducción de CAPEX<sup>37</sup> e incremento de rendimientos y de vida útil de componentes.

Mientras tanto, la aplicación de CCS a SMR en aquellos emplazamientos en los que resulte factible supone una vía muy rápida, efectiva, tecnológicamente madura y con incremento de costes limitado para obtener un hidrógeno con huella de carbono reducida. Y ello permitirá avanzar por la senda necesaria para una economía basada mayoritariamente en hidrógeno renovable al final de la transición energética, partiendo del tipo bajo en carbono prácticamente disponible a día de hoy.

#### Obtención de «emisiones negativas»

La eliminación de carbono de la atmósfera por vías tecnológicas es imprescindible para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero (Figura 4) pues hay sectores en los que la eliminación de emisiones es impracticable debido a los costes asociados. La IEA estima en 2,9 Gt/a la cantidad que será preciso compensar en el denominado Escenario de Desarrollo Sostenible (EDS)<sup>38</sup>, cifra sensiblemente idéntica a la identificada por IRENA en su EEP<sup>39</sup>.

En la BECCS la biomasa es transformada fundamentalmente por combustión, gasificación o digestión anaerobia. Los gases resultantes tras eventual transformación se someten a captura que proporciona una corriente de CO<sub>2</sub> para su transporte y almace-

<sup>36</sup> Pérez-Fortes, M. y Tzimas, E. (2016). Techno-economic and environmental evaluation of CO<sub>2</sub> utilisation for fuel production: synthesis of methanol and formic acid. Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. P. 46. En <https://data.europa.eu/doi/10.2790/89238>.

<sup>37</sup> Inversión de capital (Capital Expenditure).

<sup>38</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 15.

<sup>39</sup> IRENA (2021). Op. cit. p. 58.

namiento geológico. Cuando se aplica a la producción de energía eléctrica o térmica, o es empleada en procesos industriales, los productos resultantes tienen una huella de carbono negativa, siempre que la biomasa cumpla criterios de sostenibilidad en el conjunto de la cadena de valor: obtención, transporte y transformación. Para que la alternativa en cuestión tenga un efecto de la magnitud necesaria, la cantidad de biomasa necesaria es ingente.

La segunda alternativa es la captura directa del aire, en el que la concentración de CO<sub>2</sub> es del 0,042% en volumen. Esta cifra, que se compara con el 4% en gases de combustión de gas natural en ciclos combinados y hasta un 50% según esquemas en el SMR<sup>40</sup> pone de manifiesto la necesidad de procesar ingentes volúmenes de aire para capturar cantidades significativas de CO<sub>2</sub>.

En efecto, para obtener 1 t de CO<sub>2</sub> suponiendo un rendimiento del 90% en el proceso de captura, es preciso vehicular a través del sistema aproximadamente 1,5 millones de m<sup>3</sup> lo que se traduce en un enorme tamaño de los equipos, un elevado consumo energético y unas inmensas necesidades de espacio y de reactivos<sup>41</sup>. Los planes de negocio para esta actividad no son evidentes, aunque existen algunas iniciativas filantrópicas<sup>42</sup>, algunos esquemas singulares de financiación<sup>43</sup> y varias plantas pequeñas en operación o construcción para desarrollar la tecnología<sup>44</sup>.

En la actualidad se captura CO<sub>2</sub> del aire en sistemas basados en procesos de absorción o adsorción gas-líquido y gas-sólido, en esencia similares a los utilizados en procesos de captura industriales. Las concepciones requieren desorciones por vía térmica o por vía térmica más vacío con los consiguientes requerimientos energéticos. Para emisiones negativas el CO<sub>2</sub> ha de ser almacenado geológicamente. En la opción DACCU para fabricar

<sup>40</sup> IEAGHG (February 2017). Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) plant with CCS.

<sup>41</sup> Sekera, J. y Lichtenberger, A. (2020). «Assessing carbon capture: public policy, science, and societal need. A review of the literature on industrial carbon removal». *Biophysical Economics and Sustainability* 5, nº 14. P. 12. En <https://doi.org/10.1007/s41247-020-00080-5>. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

<sup>42</sup> <https://www.breakthroughenergy.org/articles/uk-catalyst-partnership>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>43</sup> <https://hackaday.com/2021/10/15/carbon-sequestration-as-a-service-doesnt-quite-add-up/>. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

<sup>44</sup> IEA (2021). Direct air capture. International Energy Agency, París. En <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

combustibles sintéticos no hay emisiones negativas, pero si se evita liberación de CO<sub>2</sub> fósil.

La planta más reciente en entrar en funcionamiento, en septiembre de 2021, en Islandia, captura 4 kt/a para almacenamiento geológico. La primera planta a gran escala está prevista en EE. UU. para 2024 y capturará 1 Mt/a para utilizar el CO<sub>2</sub> para recuperación mejorada de gas y petróleo (EOR)<sup>45</sup>. El denominado 45Q tax credit<sup>46</sup> de EE. UU. aportaría a los titulares de la instalación entre 35 \$/t si el CO<sub>2</sub> se emplea para EOR y 50 \$/t si se almacena definitivamente.

Los costes de la captura del aire son objeto de diversas estimaciones<sup>47</sup>, pero en cualquier caso son muy elevados, del orden de los 550 €/t, un orden de magnitud superior a la captura en instalaciones industriales. Es indudable que los citados costes se reducirán con el tiempo, pero será preciso aplicar tecnologías innovadoras para aprovechar calor a baja temperatura, entre otras medidas (para más información, véase Apartado «Selección de opciones de captura en base a huella de carbono» p. 258).

#### La política de la Comisión Europea y la captura

##### La necesidad urgente de una estrategia en la Unión Europea<sup>48</sup>

Los objetivos de Pacto Verde Europeo requieren del concurso irrenunciable de la captura, para que sea posible alcanzar la llamada «neutralidad climática»<sup>49</sup> en 2050. La captura proporciona vías CDR, que no están al alcance de otras alternativas tecnológicas y porque a día de hoy es la única opción para descarbonizar determinadas actividades industriales. Es por ello que se reclama desde muchos sectores la elaboración de una hoja de ruta para este conjunto de tecnologías, de forma similar a como se ha elaborado para el hidrógeno.

<sup>45</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-01-13/occidental-oxy-wants-to-go-green-to-produce-more-oil>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>46</sup> <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>47</sup> DNV (2021). Energy transition outlook. Technology progress report. P. 63.

En <https://eto.dnv.com/2021/technology-progress-report/about>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>48</sup> CCUS SET-Plan (2021). CCUS Roadmap to 2030. P. 7. En [https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/11/CCUS-SET-Plan\\_CCUS-Roadmap-2030.pdf](https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/11/CCUS-SET-Plan_CCUS-Roadmap-2030.pdf). Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>49</sup> A juicio de los autores, sería más correcto plantear que el objetivo es emisiones netas igual a cero, en lugar de aplicar el calificativo «climático».

Esa incorporación de la captura debe hacerse de forma que se preserve la competitividad industrial de la Unión y no solo se mantengan los empleos cualificados actuales sino que se generen nuevas oportunidades derivadas de la puesta en servicio de la cadena de valor de la CCUS<sup>50</sup>. No obstante, las acciones de la Comisión deben venir a respetar el principio de neutralidad tecnológica, de forma que sean los inversores, los tecnólogos y los operadores, el mercado en suma, quienes seleccionen las vías más adecuadas para cumplir los objetivos a alcanzar. Deben emanar de la acción política: a) las medidas para la generación de modelos de negocio que atraigan la inversión, b) la asignación de responsabilidades de forma razonable y limitada en el tiempo y c) las reglas de cooperación transfronteriza en el seno de la Unión. En resumen, la creación de un marco que ofrezca predictibilidad, seguridad jurídica y apetito por la inversión en captura<sup>51</sup>.

Ello ha de hacerse de manera extraordinariamente urgente, pues el margen temporal para concebir los proyectos y culminar las fases necesarias hasta su puesta en servicio de manera efectiva en la proporción necesaria antes de 2030 es sorprendentemente corto. Por consiguiente, las dilaciones que necesariamente se van a producir en la adopción de la normativa y en la transposición por los Estados Miembros (EE. MM.) corren el riesgo de llevar a un incumplimiento de objetivos.

#### La captura en el paquete legislativo Fit for 55<sup>52</sup>

En el plan de trabajo del Pacto Verde Europeo la Comisión presentó en julio de 2020 un completo programa de revisión de la legislación y nuevos instrumentos, en referencia al objetivo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 55% en 2030. Se extractan a continuación aquellos elementos con incidencia directa en la captura.

La revisión de la directiva de comercio de emisiones<sup>53</sup> (ETS, por sus siglas en inglés Emissions Trading System) contempla

<sup>50</sup> Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Op. cit. p. 3. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>51</sup> CCUS SET-Plan (2021). Key enablers and hurdles impacting CCUS deployment with an assessment of current activities to address these issues. P. 11. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>52</sup> <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>53</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets\\_with-annex\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf). Consulta el 10 de diciembre de 2021.

ahora todas las modalidades de transporte de CO<sub>2</sub>, lo que supone el alineamiento con la taxonomía para inversiones sostenibles (Apartado «La captura en la Taxonomía» p. 225). Se da cabida a otras modalidades (barco, camión y ferrocarril) lo que se traduce en mayor flexibilidad para los proyectos<sup>54</sup>. En relación con los productos obtenidos por medio de CCU, en los que el carbono es liberado tras el proceso de utilización (por ejemplo combustibles sintéticos) la revisión debería aportar criterios de contabilización clara de las emisiones<sup>55</sup>. La revisión incluye explícitamente la CCS, que puesta en práctica conforme a la directiva de almacenamiento geológico implica que el CO<sub>2</sub> debe considerarse no emitido. Por otra parte, una cuestión de relevancia se refiere a que la revisión permite que proyectos BECCS que acrediten una reducción neta de emisiones puedan beneficiarse de determinados mecanismos<sup>56</sup>.

La revisión de la directiva de energía renovable (REDII)<sup>57</sup> incluye salvaguardias para evitar la doble contabilidad de reducción de emisiones mediante la CCU, propiciando criterios para la correcta asignación. A partir de 2026, por otra parte, algunas instalaciones de producción de energía en base a la biomasa, en función de su potencia nominal, deberán incorporar CCS para recibir fondos públicos. Los combustibles de carbono reciclado<sup>58</sup> (RCFs) no podrán contribuir a las cuotas de energía renovable en transporte si no llevan aparejada una reducción del 70% en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

De forma algo colateral a la captura, la revisión analizada elimina la restricción de uso tan solo en transporte de los denominados combustibles renovables de origen no biológico<sup>59</sup> (RFNBOs por

<sup>54</sup> <https://zeroemissionsplatform.eu/zep-position-paper-on-eu-ets/>. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

<sup>55</sup> CCUS SET-Plan (2021). Op. cit. p. 2.

<sup>56</sup> «CCS-biomass projects with a clear and verifiable climate benefit could potentially benefit from recognition pursuant to Article 24a of the revised EU ETS Directive (Directive 2009/29/EC)...». En [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-6-2009-1622-ASW\\_EN.html?redirect](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-6-2009-1622-ASW_EN.html?redirect).

<sup>57</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf). Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>58</sup> Recycled carbon fuels. Definidos en la REDII como «combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de... de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales».

<sup>59</sup> Renewable fuels of non biological origin. Definidos en la revisión de la REDII como «combustibles líquidos y gaseosos cuyo contenido energético proviene de fuentes renovables distintas de la biomasa».

sus siglas en inglés) e incrementa su contribución en los sectores de transporte e industria, con objetivos específicos que requerirán 10 Mt/a de RFNBO a partir de 2030. En términos de electricidad ello dará origen a una demanda de electricidad renovable de 500 TWh por año, equivalente a la mitad de la capacidad adicional de generación prevista para esa fecha<sup>60</sup>. La Comisión pretende que los RFNBOs se utilicen no solo como vector energético sino como materia prima en la industria.

La Comisión propone una regulación<sup>61</sup> sobre las infraestructuras de energías alternativas derogando la Directiva 2014/94/EU. De relevancia para la captura, los citados carburantes y formas de energía incluyen como combustibles renovables los combustibles sintéticos y parafínicos producidos bien a partir de energía renovable o durante un periodo de transición, de energía no renovable. Es decir, los combustibles CCUS, en particular pero no exclusivamente F-T<sup>62</sup>, tienen cabida en la versión del documento hecha pública a la fecha.

La Comisión ha presentado en diciembre de 2021 una importante comunicación sobre los llamados ciclos de carbono sostenibles<sup>63</sup>, en la que se reconoce que la economía de la Unión Europea seguirá necesitando carbono como materia prima para procesos industriales, como la producción de combustibles sintéticos, plásticos, cauchos, productos químicos y otros materiales avanzados. Este carbono deberá ser suministrado cada vez más por la bioeconomía y las soluciones tecnológicas que capturan CO<sub>2</sub>. Entre estas se destacan BECCS y DACCS.

Ello dará origen a unos importantes flujos de carbono por lo que se pretende contribuir a desarrollar un mercado interior para capturar, utilizar y almacenar carbono y la necesaria infraestructura de transporte transfronterizo de CO<sub>2</sub>. Se cifra un objetivo de eliminación anual en 2030 de 5 Mt de CO<sub>2</sub> de la atmósfera para almacenamiento permanente a través de soluciones tecnológi-

<sup>60</sup> Bellona Europa Climate Scoreboard (2021). Fit for 2030. P. 7. En <https://bellona.org/publication/bellona-europa-publishes-fit-for-2030-climate-scoreboard>. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>61</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision\\_of\\_the\\_directive\\_on\\_deployment\\_of\\_the\\_alternative\\_fuels\\_infrastructure\\_with\\_annex\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf).

<sup>62</sup> La calificación de «parafínicos» es en principio aplicable a los productos de la citada síntesis de F-T.

<sup>63</sup> [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles_en). Consulta el 23 de diciembre de 2023.

cas. Adicionalmente, se prevé que menos el 20% del carbono utilizado en los productos químicos y plásticos debe proceder de fuentes sostenibles no fósiles para 2030, lo que indudablemente pone sobre la mesa el papel de BECCU y DACCU, amén de otras alternativas tecnológicas.

Se reconoce la inexistencia de capacidad suficiente para el transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, importante cuello de botella para el despliegue, la larga duración del proceso de obtención de permisos y la necesidad de un marco de asignación de responsabilidades entre los titulares de los diferentes elementos de la cadena de valor<sup>64</sup>. Se pretende favorecer la disponibilidad de infraestructuras de acceso abierto para lo que se estudiarán, sin concreción, las necesidades de infraestructuras a nivel de la Unión, regional y local.

En conexión con lo anterior, se va a establecer un marco regulatorio para la certificación de CDR<sup>65</sup>, basado en estándares europeos para monitorización y verificación. Ello supone sin lugar a dudas una buena noticia cara al impulso de la captura.

Adicionalmente la Comisión ha presentado una propuesta de directiva sobre el denominado CBAM<sup>66</sup> que supone una alternativa a las medidas que abordan el riesgo de fuga de carbono del ETS. El mecanismo está destinado a evitar que los esfuerzos de reducción de emisiones en la Unión se vean contrarrestados como consecuencia de las emisiones fuera de ella mediante deslocalización de la producción entre otros factores.

En esencia, el funcionamiento<sup>67</sup> consiste en que los importadores de la Unión Europea deberán comprar certificados de carbono correspondientes al precio del carbono que se habría pagado si los bienes se hubieran producido bajo las normas de fijación de precios de carbono de la Unión. Si el productor externo acredita que ya ha pagado derechos de emisión en origen, el coste

---

<sup>64</sup> CCUS Project Network (2020). TG3 briefing report on financial liabilities associated with CO<sub>2</sub> transport and storage. En <https://www.ccusnetwork.eu/knowledge-hub/thematic-reports>. Consulta el 31 de diciembre de 2021.

<sup>65</sup> [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13172-Certification-of-carbon-removals-EU-rules\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13172-Certification-of-carbon-removals-EU-rules_en). Consulta el 23 de diciembre de 2021.

<sup>66</sup> Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism. En [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/carbon\\_border\\_adjustment\\_mechanism\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/carbon_border_adjustment_mechanism_0.pdf). Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>67</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_21\\_3661](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661). Consulta el 23 de diciembre de 2021.

correspondiente puede deducirse por completo por el importador de la Unión Europea. El CBAM pretende alentar a los productores de países no pertenecientes a la Unión Europea a descarbonizar sus procesos de producción si quieren acceder al Mercado Único. El CBAM, de implementación compleja y larga, incluye tan solo cuatro sectores.

La propuesta de regulación sobre combustibles sostenibles para aviación<sup>68</sup> (ReFuel EU), los define como aquellos combustibles líquidos compatibles con los combustibles convencionales y con los sistemas de propulsión actuales (drop-in fuels). Se incluyen entre otras categorías los biocombustibles avanzados y combustibles sintéticos para aviación. Se han publicado opiniones críticas al respecto en relación con que el documento no establece preferencias entre el CO<sub>2</sub> biogénico y el atmosférico<sup>69</sup>.

La propuesta de regulación sobre combustibles renovables y con huella de carbono reducida para el transporte marítimo<sup>70</sup> (Fuel EU Maritime) extiende su aplicación a la totalidad de la energía consumida por los buques de más de 5.000 t de peso muerto abanderados en cualquier país, en su estancia y tránsito entre puertos de EE. MM. y entre puertos de terceros países y de EE. MM. Los combustibles de interés admitidos en el ámbito de esta contribución son RCFs y RFNBOs que deberán ser sometidos a mecanismos de certificación oportunos a efectos de establecer las respectivas huellas de carbono. Se propone además la aplicación del régimen ETS al transporte marítimo.

#### Disposiciones de relevancia para la captura no incluidas en el paquete legislativo Fit for 55

La revisión de la normativa TEN-E

En diciembre de 2020, la Comisión Europea adoptó una propuesta<sup>71</sup> para revisar el reglamento de 2013 sobre las redes

<sup>68</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueleeu\\_aviation\\_-\\_sustainable\\_aviation\\_fuels.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueleeu_aviation_-_sustainable_aviation_fuels.pdf). Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>69</sup> Bellona Europa Climate Scoreboard (2021). Op. cit. p. 10. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

<sup>70</sup> Proposal for a regulation of the European Parliament and of The Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC.

<sup>71</sup> Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-european energy infrastructure and repealing regulation (EU) n° 347/2013.

transeuropeas de energía (TEN-E)<sup>72</sup>, que establece las directrices de la Unión Europea para infraestructura energética y describe el procedimiento para seleccionar proyectos de la Unión de interés común (PCI). El objetivo es modernizar la infraestructura energética transfronteriza de manera que cumpla los objetivos del Pacto Verde. La propuesta se encuentra en la fecha de redacción de este documento en fase de negociación en el llamado diálogo tripartito<sup>73</sup>. En el marco de la normativa en cuestión está la aprobación periódica de listas de los PCIs que pueden acceder a financiación a través de la Connecting Europe Facility (CEF), también en revisión<sup>74</sup>.

La quinta lista ha sido publicada en noviembre de 2021<sup>75</sup> e incluye seis PCIs que tienen como escenario puertos de Holanda, Bélgica, Francia y Alemania, en el mar del Norte, que integran la denominada north sea basin task force (NSBTf) y otras iniciativas de Polonia y Noruega (tabla 2).

Nombre	Descripción
Proyecto Dartagnan	Hub multimodal de exportación de CO2 producido por emisores en el área de Dunquerque para almacenamiento en el Mar del Norte
CO2 TransPorts	El objetivo es crear infraestructuras para facilitar la captura, el transporte y el almacenamiento a gran escala de CO2 entre Rotterdam, Amberes y los puertos del mar del Norte
Northern Lights	Proyecto de conexión de transporte transfronterizo de CO2 entre varias iniciativas europeas de captura (Reino Unido, Irlanda, Bélgica, Países Bajos, Francia y Suecia) y de transporte del CO2 capturado en barco hasta un lugar de almacenamiento en la plataforma continental noruega
Proyecto Athos	Propone una infraestructura para transportar CO2, a partir de zonas industriales de los Países Bajos, con la posibilidad de recibir más CO2 de otras procedencias, por ejemplo, Irlanda y Alemania. La idea es desarrollar una estructura de transporte para grandes volúmenes que sea interoperable, transfronteriza y de acceso abierto.
Proyecto Aramis	Proyecto de transporte y almacenamiento transfronterizo destinado a fuentes industriales en la zona de influencia del puerto de Rotterdam y almacenamiento en la plataforma continental de los Países Bajos.
Proyecto POLAND	El proyecto tiene como objetivo establecer un hub multimodal de acceso abierto para recibir y transportar por barco CO2 de la zona de influencia de Gdańsk a un almacenamiento geológico que actualmente se desarrolla en el Mar del Norte.

**Tabla 2. Redes transfronterizas de transporte de dióxido de carbono en la quinta lista de PCI**

<sup>72</sup> Regulation (EU) n° 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision n° 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) n° 713/2009, (EC) n° 714/2009 and (EC) n° 715/2009 Text with EEA relevance.

<sup>73</sup> Revision of the TEN-E regulation: EU guidelines for new energy infrastructure. [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS\\_BRI\(2021\)689343](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)689343). Consulta el 11 de diciembre de 2021.

<sup>74</sup> Connecting Europe facility 2021-2027: financing key EU infrastructure networks. En [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/628247/EPRS\\_BRI\(2018\)628247\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/628247/EPRS_BRI(2018)628247_EN.pdf). Consulta el 11 de diciembre de 2021.

<sup>75</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth\\_pci\\_list\\_19\\_november\\_2021\\_annex.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf). Consulta el 23 de diciembre de 2021.

Los países del sur de Europa están completamente al margen de estas iniciativas, con las previsibles e indeseables consecuencias a futuro para las necesidades de descarbonización de la industria radicada en ellos. Se exceptúa quizás una iniciativa incipiente para almacenamiento onshore en el suroeste de Francia (véase Apartado «La localización geográfica» p. 274).

En la propuesta de revisión, la Comisión incluye el seguimiento estricto del principio de «no causar daño» (do not harm, según establece el Pacto Verde) y focalizar los esfuerzos en infraestructuras para gases renovables y bajos en carbono.

La Plataforma Europea de Cero Emisiones ha realizado una exhaustiva revisión de la propuesta de la Comisión<sup>76</sup> para concluir que:

- Deben incluirse todas las modalidades de transporte de CO<sub>2</sub>, es decir, tubería, barco, barcaza, camión y tren, para que sea posible conectar las diferentes regiones de Europa. Las agrupaciones<sup>77</sup> de instalaciones de captura es improbable que estén en la cercanía de reservorios geológicos adecuados. Varios de los proyectos de la quinta lista de PCIs están concebidos para transportar el CO<sub>2</sub> por medios distintos a la tubería.
- Debe incluirse el almacenamiento de CO<sub>2</sub> geológico como parte esencial de la infraestructura de CCS. Sin almacenamiento no hay CCS y por consiguiente no se produce retirada efectiva de CO<sub>2</sub>.
- Debe incluirse la reutilización y reacondicionamiento de tuberías de gas natural para el transporte de CO<sub>2</sub> e hidrógeno, incluyendo el bajo en carbono.

#### La captura en la taxonomía

La taxonomía europea para la financiación sostenible (taxonomía)<sup>78</sup> incluye en su ámbito todas las modalidades de transporte de CO<sub>2</sub> hasta lugares de almacenamiento geológico, lo cual pone

<sup>76</sup> ZEP (2021). ZEP's response to the revision of the trans-european energy infrastructure (TEN-E) regulation. En <https://zeroemissionsplatform.eu/zep-response-to-the-revision-of-the-trans-european-energy-infrastructure-ten-e-regulation/>. Consulta el 11 de diciembre de 2021.

<sup>77</sup> Clusters, en la terminología usualmente aceptada.

<sup>78</sup> Regulation (EU) n° 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) n° 2019/2088 (Text with EEA relevance).

de manifiesto la necesidad de que tanto las normativas sobre ETS y TEN-E las incluyan. De esta forma, y más allá de la coherencia deseable, ello supondrá la posibilidad de materializar proyectos relativamente avanzados en el norte de Europa y ofrecer oportunidades de descarbonización a costes razonables a industrias emisoras susceptibles de utilizar las infraestructuras en cuestión. Es obvio resaltar que de ello se va a derivar una clara asimetría entre los EE. MM. del norte y sur de la Unión, en favor de los primeros.

En otro ámbito igualmente importante, la CCS está incluida entre las tecnologías elegibles en el marco de la taxonomía, pero no la CCU ni ninguno de los activos asociados al transporte de CO<sub>2</sub> para este tipo de procesos. Ello se justifica ante la falta de evidencia clara del efecto sobre la mitigación del cambio climático (uno de los requisitos fijado por la taxonomía), que depende del uso final de los productos obtenidos, amén de la huella de carbono, hidrógeno y CO<sub>2</sub> utilizados. Los mecanismos de certificación a ser implantados y las garantías de origen del hidrógeno<sup>79</sup> que van a ser establecidos deberían ayudar a establecer criterios precisos.

#### La directiva de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>

Constituye la piedra angular del marco legal para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Adoptada en la primera época de impulso de la captura por parte de la Comisión, incorpora elementos que crean un escenario no especialmente favorecedor del despliegue, entre los que destaca la asignación de responsabilidades en caso de fuga de carbono del reservorio. Su implementación es objeto de informes periódicos<sup>80</sup>, el último de octubre de 2019.

#### El soporte al desarrollo tecnológico: SET-Plan e Innovation Fund

El Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas<sup>81</sup> (SET-Plan) incluye entre sus líneas la aceleración del desarrollo y despliegue de la captura y almacenamiento de carbono. El último informe del

<sup>79</sup> IRENA (2020). Green hydrogen: a guide to policy making. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

<sup>80</sup> [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/carbon-capture-use-and-storage/implementation-ccs-directive\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/carbon-capture-use-and-storage/implementation-ccs-directive_es). Consulta el 23 de diciembre de 2021.

<sup>81</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan_en).

grupo de implementación<sup>82</sup> detalla objetivos y resultados, entre otros:

- a) Promover proyectos a escala comercial de cadena completa a partir de fuentes del sector de la energía. Actualmente en desarrollo en Noruega (W-t-E)<sup>83</sup>, Irlanda (CCUS sobre ciclo combinado de gas natural), Holanda (hidrógeno bajo en carbono) y dos en el Reino Unido.
- b) Promover proyectos a escala comercial de cadena completa a partir de fuentes industriales de CO<sub>2</sub> para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Los FEED se han concluido, entre otros, para captura en planta de cemento en Noruega, y una agrupación de Equinor, Shell y Total para captura de CO<sub>2</sub> en refinería y producción de hidrógeno en Rotterdam con transporte y almacenamiento al proyecto noruego de Northern Lights<sup>84</sup>, que recibiría también CO<sub>2</sub> de la planta de cemento y de la W-t-E mencionadas.
- c) Desarrollo de las agrupaciones (clusters) y la infraestructura transfronteriza europea de transporte de CO<sub>2</sub>. La agrupación de Rotterdam citada es probablemente el mejor ejemplo.
- d) El seguimiento del progreso de los PCI de CO<sub>2</sub> (Tabla 2).
- e) El desarrollo de tecnologías para la producción de productos químicos y combustibles sintéticos: metanol, metano, dimetiléter y otros<sup>85</sup>.
- f) Soporte a los proyectos importantes de interés común europeo (IPCEIs)<sup>86</sup>, entre los que a la fecha no hay ninguno relativo a captura.

<sup>82</sup> SET-Plan IWG9 CCS and CCU Implementation Plan (2020). Report: follow-up on targets. En <https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/01/Follow-up-on-current-SET-Plan-CCUS-Implementation-Plan-targets.pdf>. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

<sup>83</sup> Waste-to-Energy, denominación usual para los procesos de transformación energética de residuos.

<sup>84</sup> Bellona Europa Climate Scoreboard (2020). Norway's Longship CCS Project. En <https://bellona.org/publication/briefing-norways-longship-ccs-project>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>85</sup> SET-Plan IWG9 CCS and CCU Implementation Plan (2020). Op. cit. p. 26. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

<sup>86</sup> Los IPCEIs son instrumentos que permiten a los EE. MM. apoyar a los actores industriales en el desarrollo de proyectos transnacionales a gran escala que de otro modo no serían posibles debido a las normas de ayudas del Estado.

Con posterioridad, el detalle del progreso alcanzado para el conjunto del SET-Plan ha sido publicado en 2021 por la Comisión<sup>87</sup>, con cuatro proyectos CCS, uno CCU y otro mixto. Se ubicarían en Noruega, Países Bajos (dos), Bélgica, Países Bajos-Bélgica y Polonia. El denominador común es la utilización de almacenamiento en el mar del Norte (tabla 3).

Nombre	Descripción
Longship. Noruega	Iniciado en 2020, Longship ( <a href="https://ccsnorway.com">https://ccsnorway.com</a> ), el proyecto del Gobierno noruego de CCS a gran escala, es uno de los primeros proyectos industriales para desarrollar una infraestructura de acceso abierto con capacidad para almacenar importantes volúmenes de CO <sub>2</sub> de toda Europa. Captura y licúa CO <sub>2</sub> de fuentes industriales en la región de Oslo (de cementeras y plantas W-t-E) y envía CO <sub>2</sub> líquido de una terminal en tierra en el oeste de la costa Noruega. El proyecto Northern Lights, PCI incluido en la tercera lista, es el responsable de desarrollar y operar las instalaciones de transporte y almacenamiento como parte del proyecto Longship
Porthos	Iniciado en 2020, Porthos ( <a href="https://www.porthosco2.nl/en/Project">https://www.porthosco2.nl/en/Project</a> ) está desarrollando un proyecto en el que CO <sub>2</sub> capturado por industrias en el puerto de Rotterdam se transporta a presión y almacena en campos de gas agotados en el Mar del Norte a aproximadamente a 20 km de la costa. El CO <sub>2</sub> será capturado por diversas empresas industriales, comprimidas, transportadas por tubería. La posibilidad de transporte transfronterizo a Porthos la terminal de bombeo al almacenamiento se evaluará en una segunda fase
NORTH-CCU-HUB	El proyecto North-CCU-Hub ( <a href="https://northccuhub.eu">https://northccuhub.eu</a> ) es un consorcio público-privado de más de 20 socios, desarrollando una estrategia CCU para los puertos del Mar del Norte (Bélgica-Países Bajos). El primer proyecto insignia del North-CCU-Hub es el Proyecto North-C-Methanol, que tiene como objetivo producir 46.000 toneladas de metanol bajo en carbono para uso local, por síntesis a partir de CO <sub>2</sub> e hidrógeno verde, generado en una planta de electrolisis de 65 MW. Comenzó en 2018 y se espera que se materialice en 2030.
POLAND EU CCS INTERCONNECTOR	El Poland EU CCS Interconnector tiene como objetivo establecer un hub multimodal de acceso abierto para recibir y transportar por barco CO <sub>2</sub> de la zona de influencia de Gdańsk a un almacenamiento geológico que actualmente se desarrolla en el Mar del Norte. Se espera que el proyecto esté operativo para 2025-2026. ( <a href="https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/detailed_information_regarding_the_candidate_projects_in_co2_network.pdf">https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/detailed_information_regarding_the_candidate_projects_in_co2_network.pdf</a> )
H-VISION	El proyecto ( <a href="https://www.h-vision.nl/en">https://www.h-vision.nl/en</a> ) se centra en la producción de hidrógeno bajo en carbono utilizando gas natural y fuel gas de refinería. El CO <sub>2</sub> que se captura durante la producción se almacenará en campos de gas agotado en el Mar del Norte o utilizados como para CCU. El proyecto se desarrollará en el puerto de Rotterdam
COLUMBUS	El proyecto ( <a href="https://www.laborelec.com/columbus-project-engie-carneuse-cockerill-reduction-of-co2-emissions-in-wallonia">https://www.laborelec.com/columbus-project-engie-carneuse-cockerill-reduction-of-co2-emissions-in-wallonia</a> ) localizado en Valonia (Bélgica) es un proyecto CCU para transformar CO <sub>2</sub> capturado en la fabricación de cal en metano por reacción con hidrógeno renovable.

Tabla 3. Proyectos CCU en el informe de progreso 2021 del Set-Plan\*.

\*Set-Plan progress report (2021). P. 145. En [https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021\\_en](https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021_en)

La primera convocatoria del denominado Large Scale Innovation Fund<sup>88</sup>, para financiar proyectos de demostración de tecnologías innovadoras bajas en carbono ha culminado en noviembre de 2021, abriéndose el proceso de negociación de los contratos.

De los 311 proyectos que han solicitado financiación, por líneas encontramos los siguientes datos, en los que los porcentajes son sobre el total de proyectos presentados:

- a) Producción de hidrógeno bajo en carbono aplicando captura al reformado de gas natural: 7%.
- a) Proyectos CCUS: 21%.
- Cubren la cadena completa CCU/CCS: el 7%.
- Proyectos con potencial de emisiones negativas: 7%.

<sup>87</sup> SET-Plan progress report (2021). P. 145. En [https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021\\_en](https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021_en). Consulta el 12 de diciembre de 2021.

<sup>88</sup> [https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/innovfund/wp-call/call-fiche\\_innovfund-lsc-2020-two-stage\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/innovfund/wp-call/call-fiche_innovfund-lsc-2020-two-stage_en.pdf).

La mayoría de las propuestas se centran en una parte de la cadena de valor de CCUS, y solo algunos proyectos integran desde la captura hasta el empleo o almacenamiento. El CO<sub>2</sub> se captura de varias fuentes: biorrefinerías, producción de metales férricos y no férricos, cemento y cal, refinerías, químicos, cogeneraciones a partir de biomasa o geotermia, W-t-E o DAC. El objetivo de las propuestas CCU es la producción de electricidad y calor, hidrógeno, metanol, combustibles de aviación, metano, materiales de construcción, otros productos químicos y otros combustibles.

La lista de proyectos a gran escala seleccionados para la negociación del acuerdo de financiación incluye siete proyectos (2,3% de los presentados) de los que cinco implican CCS y/o CCU<sup>89</sup>, lo cual supone indudablemente una excelente noticia para esta opción de descarbonización.

La Figura 6 ilustra la ubicación en los diferentes EE. MM. de los proyectos en cuestión.

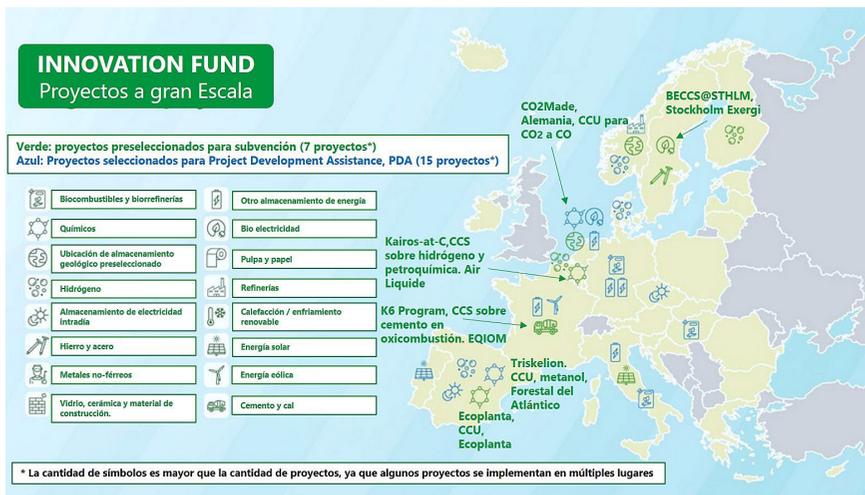


Figura 6. Localización geográfica de los proyectos del Large Scale Innovation Fund, primera convocatoria.

Fuente: <https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects>  
Elaboración propia

Se ha seleccionado adicionalmente una lista de 15 proyectos para la denominada Project Development Assistance, PDA por parte

<sup>89</sup> [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects_en). Consulta el 12 de diciembre de 2021.

del BEI, para perfeccionar la solicitud, dado su interés. En esa lista se identifican los siguientes proyectos de captura<sup>90</sup>:

1. NEF (CCU, Noruega) para fabricar combustibles sintéticos de aviación en el emplazamiento de una refinería.
2. Oxy-combustion (CCS, Países Bajos), para implementación de central térmica en base al ciclo de Allam<sup>91</sup> para generar electricidad asociada a captura y almacenamiento.
3. Triskelion (CCU, España<sup>92</sup>) metanol a partir de CO<sub>2</sub> de planta de cogeneración e hidrógeno electrolítico.

En la convocatoria de la denominada Small Scale Innovation Fund, con proyectos de hasta 7,5 M€. En la lista de los 32 proyectos a pequeña escala preseleccionados<sup>93</sup> hay dos proyectos de captura como actividad esencial o relacionada:

- Silverstone (CCS, Islandia). Absorción de CO<sub>2</sub> con agua para transporte y almacenamiento geológico en basalto y subsiguiente mineralización. En central geotérmica.
- AggregaCO<sub>2</sub> (CCU, mineralización, España). Conversión de CO<sub>2</sub> capturado en el reformado con vapor de metano en la refinería de Petronor para fabricar carbonatos minerales.

En el grupo de proyectos de esta categoría seleccionado para PDA por el BEI hay un único proyecto, CO<sub>2</sub>Made, en Alemania para la conversión de CO<sub>2</sub> en óxido de carbono susceptible de utilizarse para obtener derivados de alto valor añadido.

La segunda convocatoria del Large Scale Innovation Fund<sup>94</sup> se ha hecho pública en octubre de 2021 con cierre en el mes de marzo de 2022.

<sup>90</sup> Commission Decision of 27.7.2021 on the award of project development assistance under the innovation fund-first call for large-scale projects. En [https://ec.europa.eu/clima/document/download/e4217d5c-2453-4d1a-a409-e4e4bcf51f16\\_en](https://ec.europa.eu/clima/document/download/e4217d5c-2453-4d1a-a409-e4e4bcf51f16_en). Consulta el 13 de diciembre de 2021.

<sup>91</sup> GCCSI (2021-3). Technology readiness and costs of CCS. P. 18. En <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technology-readiness-and-costs-of-ccs/>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>92</sup> Forestal del Atlántico.

<sup>93</sup> [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/small-scale-projects\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/small-scale-projects_en).

<sup>94</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_5473](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5473).

## Captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Aspectos técnicos

### Introducción

La cadena completa de captura incluye las tecnologías que permiten completar las tres etapas correspondientes a: 1) la captura o separación del CO<sub>2</sub> de corrientes de gases que lo contienen, procedentes de procesos productivos, 2) el transporte de la corriente concentrada de CO<sub>2</sub> hasta su punto de inyección, y 3) el almacenamiento de esa corriente en el subsuelo en una formación geológica que impida su reingreso en la atmósfera.

### Captura

Las tecnologías que se utilizan para la captura o separación del CO<sub>2</sub> se han clasificado habitualmente en base al punto en el que se localizan con respecto al proceso de generación de CO<sub>2</sub>, según detalla la Figura 7.

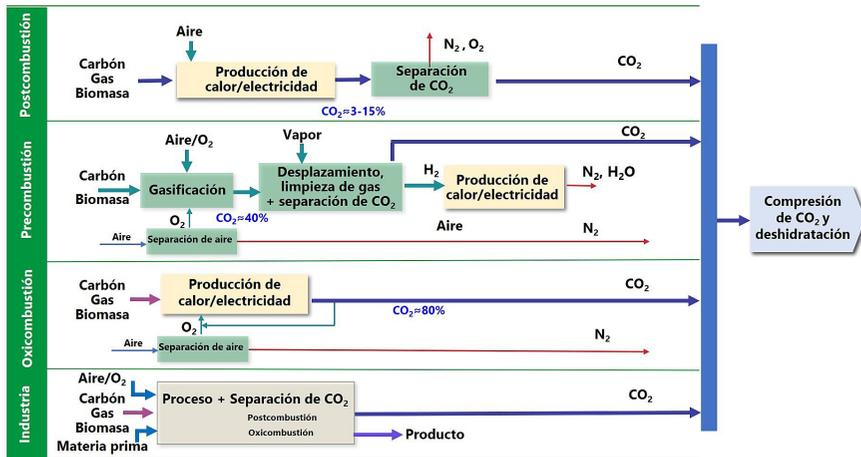


Figura 7. Alternativas tecnológicas para la captura de CO<sub>2</sub>

De esta forma, se distingue entre: a) tecnologías de poscombustión, cuando se aplican a los gases finales procedentes del proceso industrial bien para producción de calor o energía o para transformación de materias primas, separando allí el CO<sub>2</sub> generado; b) tecnologías de precombustión, cuando se aplican a la separación de CO<sub>2</sub> tras la gasificación de combustibles sólidos y antes de la combustión del hidrógeno, que resulta como combustible final generado en este proceso; y c) tecnologías de oxidación en

las que se sustituye el aire comburente habitual por oxígeno de alta pureza o aire altamente enriquecido en oxígeno, produciendo una corriente de gases con muy alta concentración de CO<sub>2</sub>.

En cualquiera de las tres opciones es necesario separar un componente de una mezcla gaseosa del resto de los componentes: CO<sub>2</sub> del gas de proceso, O<sub>2</sub> del aire o ambos. Este tipo de operación consume una gran cantidad de energía, tanta más cuanto más diluido se encuentre el CO<sub>2</sub> a separar, por lo que la etapa de captura resulta la más cara de toda la cadena<sup>95</sup>.

Para seleccionar la tecnología de captura más adecuada a cada tipo de fuente de emisión es necesario caracterizar la corriente a tratar en base a su localización en el proceso, a la concentración de CO<sub>2</sub> y al destino de la corriente de salida (almacenamiento o empleo). No hay un acuerdo internacional sobre una clara clasificación de las fuentes. El Centre for Low Carbon Futures distingue cuatro categorías<sup>96</sup> en base al impacto de la concentración de CO<sub>2</sub> sobre el consumo energético del proceso de captura y, por tanto, sobre los costes de separación del CO<sub>2</sub>: muy alta: 90%, alta: 50-90%, moderada: 20-50% y baja: < 20%. Para más detalle, véase Apartado «Alternativas de captura de CO<sub>2</sub>» (p. 254).

### Poscombustión

Las técnicas denominadas tradicionalmente de poscombustión tratan en general los gases procedentes de los procesos productivos justo antes de ser emitidos por chimenea, de acuerdo con el esquema habitual de las plantas de depuración de gases de combustión<sup>97</sup>.

Constituyen la opción más adecuada para la aplicación de la captura en las instalaciones industriales que generan gases con presiones parciales de CO<sub>2</sub> bajas o moderadas (centrales térmi-

<sup>95</sup> Alonso, F. J. (2012, Coord.). «Captura, transporte y almacenamiento de carbono», capítulo en Hacia un modelo energético más seguro competitivo y sostenible. Club Español de la Energía.

<sup>96</sup> Jin, H. et al. (2012). «Supporting early carbon capture utilisation and storage development in nonpower industrial sectors». Report 13: The Centre for Low Carbon Futures. En [https://www.researchgate.net/publication/323337064\\_Supporting\\_early\\_Carbon\\_Capture\\_Utilisation\\_and\\_Storage\\_development\\_in\\_non-power\\_industrial\\_sectors\\_Shaanxi\\_Province\\_China](https://www.researchgate.net/publication/323337064_Supporting_early_Carbon_Capture_Utilisation_and_Storage_development_in_non-power_industrial_sectors_Shaanxi_Province_China).

<sup>97</sup> Hay excepciones a este esquema general, en función de la naturaleza de los procesos. Véase por ejemplo el Cuadro 4, en relación con la aplicación de captura en plantas SMR.

cas, CCGN, papel, acero, cemento,...) de acuerdo con el estado actual de la técnica. También es la opción más adecuada para la DAC.

Las opciones en cuestión incluyen operaciones que consiguen separar selectivamente el CO<sub>2</sub> del resto de componentes gaseosos de las corrientes a tratar, entre las que se incluyen:

- La absorción del CO<sub>2</sub> sobre un sustrato líquido (absorbente) en el que se disuelve de forma eficiente, mientras que el resto de componentes del gas de proceso resulta prácticamente insoluble en él. La absorción puede ser de tipo físico, si el CO<sub>2</sub> queda retenido sobre el líquido solo por su capacidad de disolverse en él, o de tipo químico, cuando, además de disolverse, reacciona con alguno de los componentes del absorbente líquido, ligándose a él con mayor eficacia.
- La adsorción sobre la superficie de sólidos, donde al paso de la corriente de gases el CO<sub>2</sub> queda retenido, separándose del resto de componentes. Estos procesos operan en ciclos de carga/descarga sobre un lecho de adsorción a través del cual se hace pasar el gas. Los materiales adsorbentes más indicados para la captura de CO<sub>2</sub> son la alúmina, las zeolitas y el carbón activo. Para liberar el CO<sub>2</sub> adsorbido sobre los lechos y generar la corriente concentrada con el CO<sub>2</sub> atrapado se pueden emplear técnicas de calentamiento del lecho (TSA), ciclos de presión (PSA) o lavados con líquidos absorbentes.
- Condensación. Mediante técnicas de enfriamiento criogénico con compresión se puede conseguir la separación primero del agua y posteriormente del CO<sub>2</sub>, mientras el resto de gases permanece en la corriente como incondensables a las temperaturas de trabajo.
- Membranas. En los últimos años se ha trabajado en la búsqueda de mejores materiales poliméricos con una mejor permeabilidad y selectividad al CO<sub>2</sub> para su aprovechamiento en la captura selectiva con membranas. Las membranas de óxido de polifenilo y de polidimetilsiloxano han mostrado buenas características para la separación directa en fase gas y las de polipropileno se están probando con éxito para la separación combinada membranas-absorción. Sin embargo, existe una barrera fundamental en el compromiso permeabilidad/selectividad, por la cual los polímeros más permeables tienden

a poseer menos selectividad y viceversa<sup>98</sup>. Un enfoque para mejorar este comportamiento consiste en incorporar puntos reactivos en la estructura del polímero para facilitar el transporte de CO<sub>2</sub> y la mejora de la capacidad de procesado. Ejemplos son las membranas de matriz mixta (MMM) y las que contienen estructuras organometálicas (MOF).

- Procesos biológicos. En este caso son microorganismos los que consumen el CO<sub>2</sub> de los gases, fijándolo como carbono orgánico a través de la fotosíntesis, al ponerlos en contacto con el medio acuoso donde se desarrollan irradiados con luz solar.

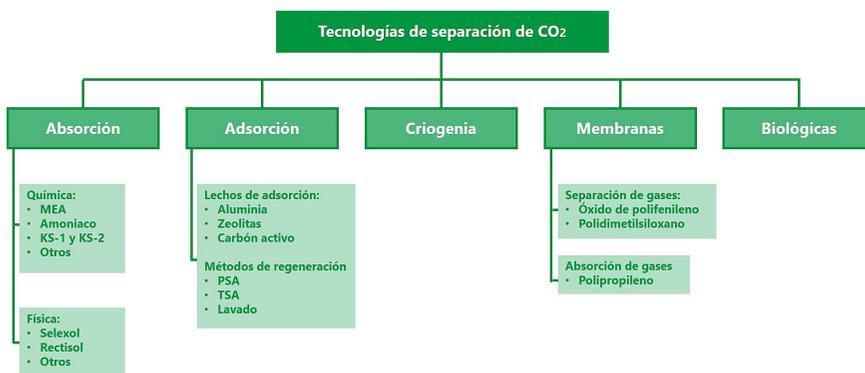


Figura 8. Tecnologías para la captura de CO<sub>2</sub> en postcombustión

Tanto la absorción como la adsorción son técnicas con un elevado grado de madurez y se usan habitualmente en la industria para la separación de gases ácidos. En ambas es necesario separar posteriormente el CO<sub>2</sub> del sustrato sobre el que ha sido retenido y es precisamente el proceso de separación final el que consume mayor energía.

La elección del tipo de absorbente (físico/químico) depende principalmente de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en el gas a tratar. La opción de absorción química con aminas primarias, entre las que destaca la monoetanolamina (MEA), es la preferente para corrientes en las que la presión parcial de CO<sub>2</sub> se sitúa por debajo de 1 bar, mientras que los absorbentes basados en aminas terciarias como la MDEA, se suelen emplear para corrientes en las que la presión parcial del CO<sub>2</sub> se sitúa entre 1 y 8 bar.

<sup>98</sup> Yang, H. y Winston Ho, W. S. (2018). «Recent advances in polymeric membranes for CO<sub>2</sub> capture». Chinese Journal of Chemical Engineering 26, nº 11. Pp. 2238-2254. En <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.07.010>.

Para presiones parciales superiores a 8 bar es más eficiente el uso de absorbentes físicos. De entre ellos, los más utilizados a nivel comercial son el Selexol el Rectisol y el Morphysorb. El método Selexol es muy selectivo para la absorción de SH<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> incluso a niveles de partes por millón, con requerimientos de aporte de calor para la recuperación de CO<sub>2</sub> muy reducidos frente a los absorbentes químicos. El método Rectisol usa metanol como disolvente orgánico físico y opera a temperaturas mucho más bajas que la mayoría de los otros procesos físicos. El proceso Morphysorb utiliza una mezcla de N-formil morfolina y N-acetil morfolina para la eliminación de gases ácidos como SH<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CS<sub>2</sub> y mercaptanos<sup>99</sup>.

### Precombustión

Este término se aplica en realidad a una concepción de los procesos de transformación de combustibles sólidos (fósiles o renovables) que se someten en primer lugar a un proceso de gasificación con inyección de aire o, preferentemente, oxígeno de alta pureza para evitar la presencia de N<sub>2</sub> en el gas final combustible. A la gasificación le sigue una reacción de desplazamiento<sup>100</sup> para maximizar el contenido de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>. Es esta corriente la que se somete a un proceso de absorción para separar el CO<sub>2</sub>, tras el que resulta una corriente de gases muy enriquecida en hidrógeno. La técnica más adecuada para la captura de CO<sub>2</sub> en este caso es la de absorción física, dado que las presiones parciales de CO<sub>2</sub> superan los 8 bar.

La primera generación de tecnologías de captura aplicables a la poscombustión cuenta con un grado de desarrollo comercial plenamente disponible en el mercado en nivel TRL 9 para la aplicación de aminas y lo ofertan compañías como Fluor, Mitsubishi, BASF o Aker, entre otras. Consiguen rendimientos de captura entre el 85 y el 90% y una pureza de la corriente producto de CO<sub>2</sub> superior al 95%. Otras opciones de poscombustión clasificadas como de segunda generación, entre las que se cuentan los procesos que emplean como absorbentes chilled ammonia o aminosilicona, las membranas poliméricas o los sorbentes sólidos se encuentran aún en una fase de desarrollo previa, aunque con

<sup>99</sup> Arora, V. et al. (2019). «Separation and sequestration of CO<sub>2</sub> in geological formations». *Materials Science for Energy Technology* 2, nº 3. Pp. 647-656. En <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.08.006>.

<sup>100</sup> Apartado «Procesos en desarrollo de gran interés potencial» (p. 252).

un TRL mayor de 5. La primera generación de absorbentes físicos aplicable a precombustión cuenta también con un buen número de desarrollos disponibles en el mercado, incluyendo absorbentes como carbonato potásico, dimetiléter, metanol y carbonato de propileno<sup>101</sup>.

### Oxicombustión

Este término se aplica a procesos en los que la combustión se realiza con empleo de oxígeno de alta pureza como comburente, en lugar de aire. A raíz de la ausencia de N<sub>2</sub>, la concentración de CO<sub>2</sub> resulta muy elevada (~89% v/v)<sup>102</sup>. El otro componente principal de los gases de combustión es vapor de agua, que se puede abatir fácilmente por condensación y conseguir con ello una corriente final muy concentrada en CO<sub>2</sub>. Las especificaciones establecidas por los operadores de los sistemas de transporte y de las instalaciones de almacenamiento pueden requerir la separación de impurezas, como se indica en el Apartado «Transporte» (p. 236).

Por consiguiente, la oxicombustión no es propiamente una tecnología de captura en el sentido de que no incorpora un proceso específico para separar el CO<sub>2</sub> del resto de componentes del gas de combustión, pero requiere un proceso de separación del O<sub>2</sub> del aire. La opción a escala industrial está constituida por las plantas de destilación criogénica de aire (ASU), que introducen en este caso una penalización energética aproximadamente equivalente a la de separación en las opciones de pre y poscombustión.

### Transporte

La segunda etapa del proceso de captura es el transporte de CO<sub>2</sub> desde las instalaciones donde se captura hasta los reservorios geológicos o los lugares de empleo. El transporte se puede realizar de forma continua por medio de tuberías (ceoductos), o discontinua a través de barcos, trenes o camiones. Los medios de

<sup>101</sup> Concawe (2020). Technology scouting-carbon capture: from today's to novel technologies. Rpt 20-18. P. 28.

<sup>102</sup> Al emplear una elevada concentración de oxígeno, las temperaturas de llama se incrementan excesivamente, por lo que se hace imprescindible recircular parte de la corriente de gases de combustión para atemperar la zona de llama y proteger los materiales que la conforman.

transporte más económicos para trasladar grandes cantidades de CO<sub>2</sub> son los barcos y las tuberías<sup>103</sup>.

Para reducir costes en el transporte es necesario minimizar la densidad del CO<sub>2</sub> y, en el caso de empleo de tuberías, reducir también la viscosidad para reducir los costes de impulsión. Las condiciones más favorables para el transporte por barco son las de CO<sub>2</sub> líquido a presiones en torno a 1,5 MPa así como a temperaturas criogénicas y para el transporte por tubería, CO<sub>2</sub> supercrítico, a presiones en torno a 8-11 MPa y temperatura ambiente<sup>104</sup>.

Existe una extensa red de tuberías dedicadas al transporte de CO<sub>2</sub> procedente de la depuración de gas natural y experiencia industrial en este campo principalmente en EE. UU.<sup>105</sup>. El CO<sub>2</sub> se destina a EOR.

El principal condicionante de la operación de transporte de CO<sub>2</sub> es la seguridad y la integridad del sistema de contención o de la conducción. Dependiendo de la fuente de CO<sub>2</sub>, del tipo de combustible, de las características del proceso y del método de captura utilizado, la corriente de CO<sub>2</sub> puede presentar distintos tipos de impurezas en concentraciones variables, tales como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, Ar, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO, SH<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y mercaptanos, que pueden tener impactos negativos tales como corrosión y fragilización en las superficies de contención durante el transporte. Así, en tuberías se requeriría principalmente la eliminación de H<sub>2</sub>O y O<sub>2</sub> para evitar la corrosión y la aparición de hidratos sólidos que podrían generar taponamientos en válvulas o en puntos críticos de la conducción. El CO<sub>2</sub>, además, exhibe una alta no linealidad en lo referente a propiedades termodinámicas, y se aleja significativamente del comportamiento del gas ideal a medida que aumenta la presión cuando existen pequeñas concentraciones de impurezas.

Resultará por tanto conveniente en la mayoría de los casos retirar parte de las impurezas tras el proceso de captura y compresión antes de su envío a la red de transporte, usando por ejemplo técnicas de oxidación catalítica para eliminar O<sub>2</sub>, refrigeración, condensación y adsorción con sílica gel para eliminar agua, o

<sup>103</sup> Apartado «Retos técnicos y operativos» (p. 273).

<sup>104</sup> Geske, J. (2015). «CCS Transportation infrastructures: technologies, costs, and regulation». Kuckshinrichs, W. y Hake JF. (eds.). Carbon capture, storage and use. Springer. ISBN: 978-3-319-11943-4. En [https://doi.org/10.1007/978-3-319-11943-4\\_9](https://doi.org/10.1007/978-3-319-11943-4_9).

<sup>105</sup> Noothout, P. et al. (2014). «CO<sub>2</sub> Pipeline infrastructure-lessons learnt». Energy Procedia 63. Pp. 2481-2492. En <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.271>.

técnicas de lavado con absorbentes para eliminar otras impurezas del CO<sub>2</sub> capturado<sup>106</sup>.

## Almacenamiento

Si se trata de procesos CCS, es preciso, localizar, caracterizar y validar formaciones geológicas subterráneas seguras, que sean estructuras sencillas y fácilmente modelizables con un espesor, extensión y capacidad de almacenamiento suficiente, con aislamiento y estanqueidad contrastados y que se encuentren en un contexto geodinámico estable y socioeconómicamente favorable.

Para que una formación geológica pueda albergar CO<sub>2</sub> de una forma segura es necesario que cuente con una zona de roca porosa y permeable (roca almacén) protegida por una formación impermeable superior que impida el escape del CO<sub>2</sub> confinado (roca sello). Existen diferentes formaciones geológicas con estas características, capaces de ser utilizadas para almacenar CO<sub>2</sub>, siendo las más importantes los yacimientos de gas y petróleo agotados, tanto para su uso como simple reservorio como para EOR de gas y petróleo, acuíferos salinos profundos y capas de carbón profundas para producción de metano<sup>107</sup>.

El CO<sub>2</sub> transportado es inyectado en la formación geológica a alta presión en profundidades superiores a 800 m para conseguir una reducción en el volumen ocupado de alrededor de 500 veces con respecto al que presentaría como gas en la superficie. Una vez el CO<sub>2</sub> alcanza la formación geológica existen diferentes mecanismos de confinamiento que se van poniendo en juego de forma secuencial y van incrementado la seguridad del almacenamiento a medida que pasa el tiempo. Estos son<sup>108</sup>:

1. Retención estructural: es instantánea una vez inyectado el CO<sub>2</sub> y se debe a la presencia de la roca sello impermeable,

<sup>106</sup> World Resources Institute (2008). CCS Guidelines: guidelines for carbon dioxide capture, transport, and storage. Washington, DC. En [http://pdf.wri.org/ccs\\_guidelines.pdf](http://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf). Consulta el 28 de diciembre de 2021.

<sup>107</sup> Kelemen, P. et al. (2019). «An overview of the status and challenges of CO<sub>2</sub> storage in minerals and geological formations». *Frontiers in Climate* 1, nº 9. En <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2019.00009/full>. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

<sup>108</sup> Zang, D. y Song, J. (2014). «Mechanisms for geological carbon sequestration». *Procedia IUTAM* 10. Pp. 319-327. <https://doi.org/10.1016/j.piutam.2014.01.027>. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

que impide que la pluma de CO<sub>2</sub> ascienda hasta la superficie y por consiguiente a la atmósfera.

2. Retención residual: debido a las fuerzas de capilaridad presentes en los poros de la roca almacén.
3. Retención por solubilidad: el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua presente en la formación y el agua cargada con CO<sub>2</sub> aumenta su densidad hundiéndose en la formación.
4. Atrapamiento mineral: el CO<sub>2</sub> disuelto reacciona químicamente con la formación almacén dando precipitados minerales que atrapan el CO<sub>2</sub> en formaciones rocosas.

## Empleo del CO<sub>2</sub>, CCU

### Elementos básicos

#### Introducción

En el Apartado «Los roles de la captura» (p. 211), se puso de manifiesto la doble funcionalidad que la captura de CO<sub>2</sub> tiene. De un lado proporcionar una corriente susceptible de almacenamiento geológico tras el transporte al lugar adecuado (CCS), y de otra posibilitar la transformación de CO<sub>2</sub> en diferentes productos (CCU), que en la mayoría de los casos se obtienen hoy utilizando como recurso el carbono fósil. Este apartado se centra en examinar en detalle esta segunda vía.

#### Tipos de procesos y contribución a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

Los procesos de conversión pueden ser de dos tipos:

1. Los que conllevan la apertura energéticamente muy intensiva de uno o dos de los enlaces carbono-oxígeno de la molécula de CO<sub>2</sub>, incorporando otras moléculas para dar origen a productos de diversa naturaleza
2. Los que incorporan directamente el CO<sub>2</sub> en sustancias inorgánicas (mineralización para dar origen a carbonatos) u orgánicas (polímeros), con un consumo energético más reducido.

La CCS es susceptible de contribuir a una reducción significativa de las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero la CCU no constituye una vía relevante desde el punto de vista cuantitativo a este propósito. Las razones principales son:

- Las nuevas cantidades a utilizar (adicionales a las actuales para urea y otros) en diferentes escenarios no son elevadas, pues podrían llegar a 0,2 Gt/a en productos químicos y 2 Gt/a en combustibles (respectivamente el  $\sim 0,5$  y  $\sim 5\%$  de emisiones mundiales)<sup>109</sup>.
- Una parte de los productos que pueden ser obtenidos no da origen a una retención del CO<sub>2</sub> durante largos periodos de tiempo, pues dependiendo de su empleo, el carbono incorporado retorna a la atmósfera en cuestión de semanas o meses (combustibles, productos intermedios químicos) o años (polímeros). Tan solo los productos de la mineralización del CO<sub>2</sub> implican una retención por decenas de años<sup>110</sup>.
- Los procesos de transformación del CO<sub>2</sub> capturado del tipo 1 anterior requieren grandes cantidades de energía de forma directa (electricidad/calor) y/o mediante el empleo de hidrógeno. La naturaleza renovable de la energía es imprescindible para que el balance de carbono del proceso global de conversión de CO<sub>2</sub> en productos sea negativo.

Los productos combustibles obtenidos a partir de CO<sub>2</sub> fósil pueden alcanzar idealmente una reducción de emisiones del 50% como máximo con respecto a los de origen fósil, habida cuenta que la emisión de CO<sub>2</sub> solo se evita una vez en las configuraciones usuales: o reduce la emisión cuando se captura el CO<sub>2</sub> de la fuente emisora o reduce las emisiones del producto final<sup>111</sup>, pero no ambas<sup>112</sup>.

<sup>109</sup> Kapetaki, Z. y Miranda Barbosa, E.: Carbon capture utilisation and storage market development report 2018 (CCUS). EUR 29930 EN. European Commission. Luxemburg. ISBN: 978-92-76-12581-5, DOI: 10.2760/89623, JRC: 118310. Consulta el 14 de diciembre de 2021.

<sup>110</sup> Bellona Europa Climate Scoreboard (2018). An Industry's Guide to Climate Action.

<sup>111</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 111.

<sup>112</sup> Ello está indirectamente relacionado con la denominada «doble contabilidad» que evidentemente es preciso evitar, y con el hecho de que la emisión no puede ser descontada por la instalación de la que procede el CO<sub>2</sub> capturado cuando los productos son combustibles sintéticos de los tipos RCF y RFNBO. La propuesta de revisión de la directiva de comercio de derechos de emisión establece algunos requisitos para evitar la doble contabilidad de la reducción de emisiones y atribuye la misma al usuario de los combustibles sintéticos. De esta manera se asegura no solo que no haya doble contabilidad, sino que realmente se produzca la reducción (si se incentiva la captura y luego hay fugas/emisiones sin aprovechamiento de ningún tipo, entonces el impacto de la política sería menor). En resumen, el incentivo se da a estos combustibles sintéticos, y los actores involucrados tendrán que ver cómo repercutir dicho ingreso en las distintas etapas necesarias para la producción del combustible sintético: captura, fabricación y distribución. En <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021PC0551&from=EN>.

No obstante, la CCU es una alternativa estratégica por varias razones (Figura 9):

- Permitirá reducir las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en el ámbito de la economía circular contribuyendo a la seguridad de suministro en la Unión Europea y a la reducción de impactos ambientales relacionados (por ejemplo fugas de metano).
- Constituye una herramienta de descarbonización efectiva (por cierto, como la CCS) sin necesidad de cambios profundos en las tecnologías de las industrias que emiten CO<sub>2</sub><sup>113</sup>.
- Permite almacenar excedentes de electricidad renovable (Power to X en donde X puede ser metano, metanol, combustibles líquidos sintéticos o químicos intermedios<sup>114</sup>).



Figura 9. La captura y utilización de CO<sub>2</sub>: una alternativa estratégica

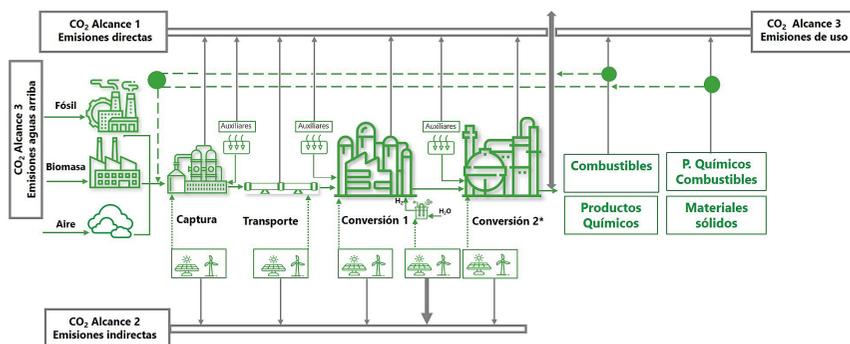
#### La cadena de valor de la CCU

La cadena de valor genérica de la CCU se muestra en la Figura 10, en la que se incluyen las diferentes procedencias posibles del CO<sub>2</sub>. La elección de la fuente debería priorizar las que resulten en un menor coste del CO<sub>2</sub> capturado<sup>115</sup>, que dependerá principalmente del grado de pureza del CO<sub>2</sub> de origen y del requerido por la tecnología de captura aplicada y el proceso de conversión. La planta de captura tiene necesidades de auxiliares (electricidad, entalpía y vapor) para su operación y tiene un rendimiento de captura menor del 100%.

<sup>113</sup> Cemento, acero y algunos procesos del refino y la petroquímica.

<sup>114</sup> Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. (2018). «A review of projected power to gas deployment scenarios». *Energies* 11. 1.824. En <https://doi.org/10.3390/en11071824>.

<sup>115</sup> Bruhn, T.; Naims, H.; y Olfe-Kräutlein, B. (2016). «Separating the debate on CO<sub>2</sub> utilisation from carbon capture and storage». *Environmental Science & Policy* 60. Pp. 38-43. En <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.03.001>.



**Figura 10. La cadena de valor de la CCU y emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas.**  
Elaboración propia

Nota: \* Opcional

El CO<sub>2</sub> capturado y depurado debe ser transportado a la instalación de conversión cuya proximidad es importante para la reducción del consumo de energía y de costes. El concepto de simbiosis industrial adquiere importancia en este contexto, en el que sin almacenamiento de CO<sub>2</sub> intermedio, la operación de las instalaciones de captura y conversión estará estrechamente vinculada.

La conversión en productos químicos y combustibles requiere energía y un agente reductor, normalmente hidrógeno, que en el esquema se obtiene por electrólisis, preferiblemente in situ. El suministro de electricidad debería ser renovable y estable dado el carácter continuo de los procesos a que va destinado. Ello puede llevar a la necesidad de almacenamiento de electricidad o de hidrógeno. La planta de conversión requiere también de auxiliares y otros materiales, como catalizadores.

El producto obtenido puede ser destinado a uso intermedio, como por ejemplo metanol, que es base para la fabricación de gasolina<sup>116</sup>, olefinas y aromáticos<sup>117</sup>, o uso final (combustión o transformación en polímeros). En el primer caso es necesario al menos otro proceso de conversión adicional con sus propios requerimientos energéticos y de materiales.

<sup>116</sup> Chakraborty, J. P. et al. (2022). Chapter 6. «Advances in the conversion of methanol to gasoline». Ed(s): Sunil K.; Maity, S.; Gayen K.; y Bhowmick, T. Hydrocarbon Biorefinery. Elsevier. P. 177-200. En <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823306-1.00008-X>; y <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012823306100008X>. Consulta el 3 de enero de 2022.

<sup>117</sup> Gogate, M. R. (2019). «Methanol to olefins process technology: current status and future prospects». Petroleum Science and Technology 37, nº 5. Pp. 559-565. En <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>. Consulta el 3 de enero de 2022.

Las conversiones de mayor valor añadido requieren aportes de hidrógeno muy importantes, por lo que un desarrollo significativo de la CCU supondrá un elemento tractor de la evolución tecnológica y reducción de costes de la fabricación de hidrógeno por electrólisis. Algunas estimaciones sitúan las necesidades de hidrógeno para productos químicos y combustibles sintéticos en unas 120 Mt/a en 2050 de un total de más de 500 Mt/a<sup>118</sup>. La producción mundial de hidrógeno es actualmente del orden de 90 Mt/a casi exclusivamente a partir de fósiles.

### El balance de carbono de la CCU

El cálculo del potencial de la contribución a la reducción de emisiones de la CCU en sus diferentes rutas está siendo objeto de análisis<sup>119</sup>, <sup>120</sup> pues resulta esencial para el establecimiento de políticas de apoyo en función de la capacidad efectiva de cada ruta de extraer CO<sub>2</sub> neto de la atmósfera.

En la Figura 10 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a las distintas etapas en los alcances 1 y 2 del Greenhouse Gas Protocol<sup>121</sup> a efectos de contabilización e informe. Ello incluye las emisiones de la captura, de la producción de auxiliares y las asociadas a la energía eléctrica empleada, como mínimo. El alcance 3 de emisiones indirectas incluye fundamentalmente las derivadas de la utilización de los productos.

Es indispensable establecer el criterio de que, como mínimo, el CO<sub>2</sub> «utilizado», la cantidad neta de CO<sub>2</sub> que es convertida en producto, sea positiva. Dicho CO<sub>2</sub> «utilizado» es la diferencia entre el CO<sub>2</sub> que entra en el proceso menos las emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcance 2).

<sup>118</sup> IEA (2021). Global hydrogen review. P. 44. En <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. Consulta el 3 de enero de 2022.

<sup>119</sup> European Commission, Directorate-General for Research and Innovation (2018). Novel carbon capture and utilisation technologies. Publications Office. En <https://data.europa.eu/doi/10.2777/824461>. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

<sup>120</sup> Kätelhön, A. et al. (junio de 2019). «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. Pp. 11.187-11.194; DOI: 10.1073/pnas.1821029116. Consulta el 2 de enero de 2022.

<sup>121</sup> «Alcances» (Scopes) en la terminología del Corporate Accounting and Reporting Standard. The Greenhouse Gas Protocol. En <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>. Consulta el 2 de enero de 2022.

El cálculo del potencial de mitigación, en base al análisis de ciclo de vida (ACV) debe computar, además de la huella medioambiental global, todas las emisiones de CO<sub>2</sub> indicadas en la Figura 10, que en el caso de uso de combustibles y en menor medida intermediarios químicos retornan a la atmósfera tras cortos periodos de tiempo. Resulta evidente que para los combustibles, al incorporar las emisiones derivadas del empleo del producto (alcance 3) el CO<sub>2</sub> «emitido» total es siempre mayor que el «utilizado». Si el CO<sub>2</sub> de partida es «renovable» (por ejemplo de combustión de biomasa o del aire) la conclusión es distinta y favorable, de donde el interés de esta vía.

De ser factible, la captura y reutilización del CO<sub>2</sub> derivado del uso de los productos (líneas discontinuas en parte superior de Figura 10) permitiría un balance neto de carbono muy favorable y supondría una manera de introducir electricidad renovable en el flujo global energético y de productos químicos sustituyendo progresivamente el empleo de fósiles. Para ello se requiere avanzar en la competitividad de las rutas que emplean como materia prima el CO<sub>2</sub> capturado.

#### Usos del CO<sub>2</sub> en procesos CCU

##### Categorías de productos CCU

Los productos CCU se pueden clasificar en biológicos, químicos y de mineralización del CO<sub>2</sub>. A su vez, estos productos son clasificados en base a su aplicación posterior en: a) productos químicos y building blocks<sup>122</sup> para la industria química, b) combustibles, c) productos con aplicación dual como productos químicos o combustibles, y d) materiales sólidos (figura 11).

Los procesos de mineralización originan productos que evitan la emisión de CO<sub>2</sub>, pues pueden dar lugar a una retención permanente del mismo. No obstante, son las rutas químicas las que presentan un mayor interés económico, por la naturaleza de los productos, mercado potencial y fomento de la economía circular. En ellas se centra esta contribución. No obstante, sería interés de la Comisión dentro del paquete legislativo Fit-for-55 introducir un mecanismo de retribución por tonelada de CO<sub>2</sub> fijada permanentemente por vías de mineralización.

---

<sup>122</sup> Término habitualmente usado en la industria para referirse a productos químicos que son base para la obtención de un gran número de derivados.

Más de 40 productos con 70 rutas de obtención identificados en la bibliografía



Figura 11. Productos de la CCU

El número de productos que potencialmente es posible fabricar a partir de CO<sub>2</sub> es ingente<sup>123</sup>, por lo que a efectos de este documento hemos establecido un conjunto de criterios de selección que permitan evaluar el potencial estratégico de cada ruta<sup>124, 125</sup>.



Figura 12. Criterios para la selección de rutas de conversión de CO<sub>2</sub>.  
Elaboración propia

1. Technology Readiness Levels. Niveles de desarrollo tecnológico, en escala de 1 a 9.
2. Almacenamiento vía Power to X.
3. Electricidad, vapor, calor y nivel térmico del mismo, endotermicidad o exotermicidad de los procesos.

<sup>123</sup> Se han identificado en la literatura más de 40 productos derivados de CO<sub>2</sub> y más de 70 posibles rutas de obtención, con niveles de desarrollo desde tecnologías emergentes hasta procesos productivos operando a escala industrial, como es el caso de la urea.

<sup>124</sup> <http://carbonnext.eu/Deliverables.html>. Deliverable 5.3.

<sup>125</sup> Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 20.

Estos criterios deben ser complementados con un exhaustivo ACV que pueda concretar el beneficio medioambiental completo de las rutas seleccionadas. Como se ha detallado en el Apartado «La captura en el paquete legislativo Fit for 55» (p. 219), la Comisión trabaja en una comunicación sobre ciclos de carbono sostenibles, acompañado de la implantación de mecanismos de certificación independientes. Este esquema debe constituir la base para que el marco regulatorio contemple las potencialidades de la CCU y pueda facilitar su implantación y desarrollo, especialmente para aquellas rutas de potencial mayor valor añadido, que con frecuencia resultan ser aquellas que originan productos con una retención de corta duración del CO<sub>2</sub>.

### Principales productos de la CCU

En base a lo anterior, se han identificado a los efectos de esta contribución aquellas rutas de conversión de CO<sub>2</sub> que presentan un mayor potencial<sup>126</sup> y, por consiguiente, una prioridad alta para su desarrollo e implementación a escala industrial a medio plazo (2030).

#### Metanol

Es el producto con mayor proyección de entre los que pueden obtenerse a partir de CO<sub>2</sub>, pues permite su uso directo como combustible y materia prima para la obtención de numerosos derivados.



Figura 13. Metanol vía CCU: combustible y base para conversiones

<sup>126</sup> Se excluye la urea, producto comercial consolidado. La urea se obtiene a partir de amoníaco y CO<sub>2</sub>, en un proceso industrial maduro. La producción mundial se estima en 175 Mt/a y la europea aproximadamente en 5,5v Mt/a. Se requieren 0,73 t de CO<sub>2</sub> por t de urea, por lo que la cantidad de CO<sub>2</sub> utilizada se estima en 128 Mt CO<sub>2</sub> al año (0,35% del total de emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>). Su uso principal como fertilizante hace que el CO<sub>2</sub> sea emitido a la atmósfera en cuestión de semanas o meses después de su empleo.

De manera simplificada y divulgativa, la Figura 14 recoge un esquema<sup>127</sup> de la fabricación de metanol bajo a partir de carbono o renovable.

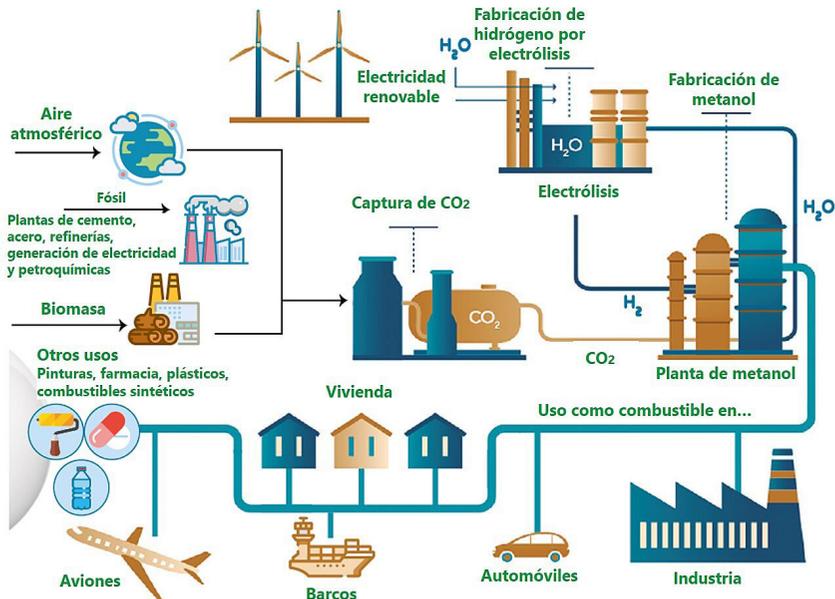


Figura 14. Esquema del proceso de la producción de metanol bajo en emisiones.

Fuente: ABC. «El metanol verde reclama su lugar en la ruta de la descarbonización». En [https://www.abc.es/economia/abci-metanol-verde-reclama-lugar-ruta-descarbonizacion-202109032327\\_noticia.html](https://www.abc.es/economia/abci-metanol-verde-reclama-lugar-ruta-descarbonizacion-202109032327_noticia.html)

Para ilustrar el papel del metanol como piedra angular dentro de una futura «carboquímica»<sup>128</sup> renovable se incluyen en la Figura 15 las vías disponibles en diferentes grados de desarrollo tecnológico.

No obstante, la comparativa de costes es manifiestamente desfavorable en la actualidad, con algunos datos relevantes que se detallan a continuación derivados del estudio técnico-económico de una planta de 450 kt/a<sup>129</sup>. El electrolizador es el principal consumidor de electricidad y tiene que ser alimentado por fuentes renovables para obtener un valor positivo para el CO<sub>2</sub> utilizado.

<sup>127</sup> Elaborado con el asesoramiento de los autores por el medio de comunicación que lo publicó.

<sup>128</sup> En la que obviamente el carbono ya no provendría del carbón, sino del carbono, idealmente de CO<sub>2</sub> «renovable».

<sup>129</sup> Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 63.

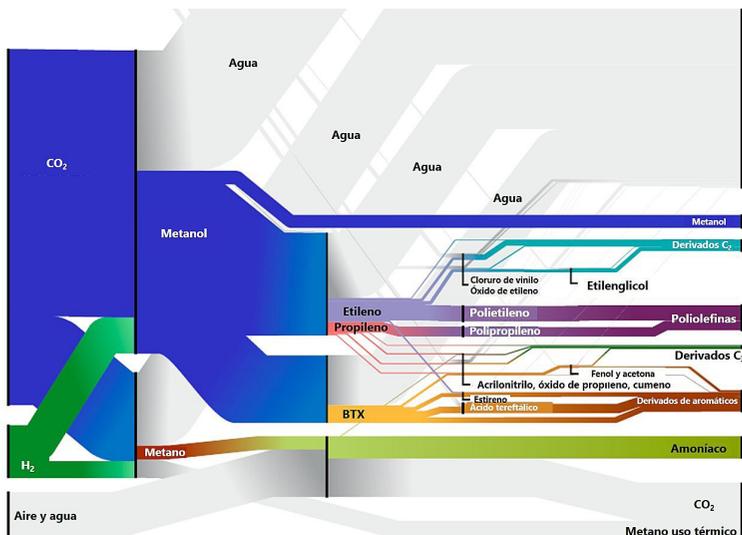


Figura 15. Flujos de materias primas y productos en la nueva «carboquímica».

Adaptado de Kätelhön, A. et al. (junio de 2019). «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. 11187-11194, doi: 10.1073/pnas.1821029116

El CAPEX para el caso de H<sub>2</sub> de electrolizadores alcalinos (AEM) es aproximadamente un 45% superior al de la vía convencional a partir de gas natural para plantas de ese tamaño. El porcentaje de la inversión correspondiente a la unidad de H<sub>2</sub> es del 55%.

En cuanto a OPEX<sup>130</sup>, las necesidades de electricidad renovable para electrólisis, suponen el factor que afecta en mayor medida la competitividad de estas rutas CCU, pues se requieren algo menos de 12 MWh/t de metanol para AEM<sup>131</sup>. Se necesitan adicionalmente 2 t de agua desmineralizada por tonelada de producto.

El coste de producción del metanol vía AEM es aproximadamente tres veces superior al de la vía convencional (370 €/t FOB Rotterdam, diciembre de 2021). Para IRENA<sup>132</sup> los costes estarían en el rango de 700 a 1.400 €/t y si el CO<sub>2</sub> procede del aire podrían llegar a 2.100 €/t. La influencia del precio del derecho de emisión

<sup>130</sup> Gastos de operación, Operational expenditure.

<sup>131</sup> Wich, T. et al. (2020). «Carbon2Chem®-CCU as a step toward a circular economy». Frontiers in Energy Research 7. Art. 162. p. 14. DOI: 10.3389/fenrg.2019.00162. Consulta el 4 de enero de 2022.

<sup>132</sup> IRENA and Methanol Institute (2021). Innovation outlook: renewable methanol. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

de CO<sub>2</sub> (la vía convencional emite directamente 0,6 t de CO<sub>2</sub> por t de metanol más que la vía CCU) es poco significativa.

El balance de CO<sub>2</sub> muestra una reducción del 77% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para la vía CCU (alcances 1 y 2) dejándose de emitir 0,6 t de CO<sub>2</sub>/t de metanol con respecto a la vía convencional, como se ha indicado, asignando emisión de CO<sub>2</sub> cero para la electricidad renovable<sup>133</sup>. No obstante, y desde la perspectiva de la CCU como alternativa estratégica para reducir las necesidades de fósiles esta vía supone el ahorro de más de 260.000 t/a de gas natural para 8.000 horas de operación de la planta estudiada de 450 kt/a. Por su parte, la vía CCU requiere un suministro ininterrumpido de electricidad renovable dotado de sistemas que aseguren la gestionabilidad del mismo.

La reducción de CAPEX por menores costes de los electrolizadores y de OPEX por menor precio de la electricidad renovable resultan ser los factores esenciales para la competitividad del metanol vía CCU. El trabajo citado de la Comisión Europea<sup>134</sup>, estima que se necesitan escenarios con precios de electricidad virtualmente cero para obtener precios del metanol inferiores a los del mercado.

#### Combustibles sintéticos líquidos y gaseosos

La conversión en combustibles supone posiblemente la opción potencialmente más atractiva de uso de CO<sub>2</sub>. Ello se debe a la magnitud del mercado de estos productos (figura 16).



Figura 16. Combustibles líquidos sintéticos\* y metano por CCU  
\*También denominados ecocombustibles y e-fuels

<sup>133</sup> Utilizando un valor conservador de 30 g de CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, el CO<sub>2</sub> no emitido en comparación con la vía convencional sería la mitad del indicado. Véase Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics (2012). P. 2. NREL/FS-6A20-56487. National Renewable Energy Laboratory. US DOE.

<sup>134</sup> Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 63.

La ruta con mayor grado de madurez tecnológica para la obtención de combustibles sintéticos es la denominada Fischer-Tropsch<sup>135</sup> que fue utilizada en Alemania a mediados del pasado siglo y en Sudáfrica durante décadas desde 1980<sup>136</sup> de forma plenamente comercial. En ambos casos el gas de síntesis procedía de la gasificación de carbón en lecho fijo.

La Figura 17 es un esquema del proceso CCU, en el que la formulación de catalizadores y las temperaturas de operación condicionan la naturaleza y características de los productos obtenidos.

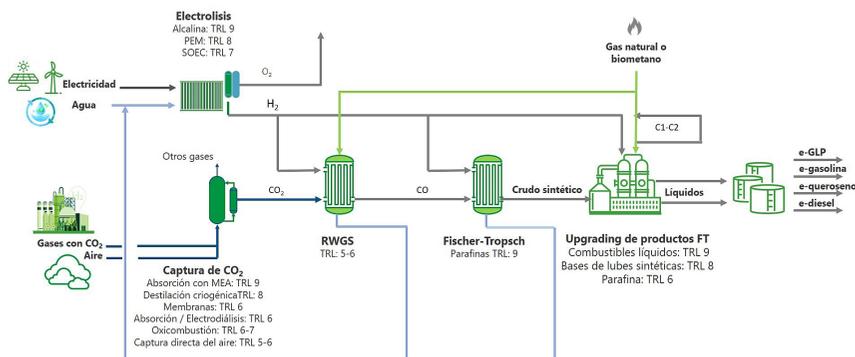


Figura 17. Producción de combustibles sintéticos via Fischer-Tropsch. Fuente: Petronor

## Otros productos

### a) Policarbonatos y policarbamatos.

Basados en procesos de polimerización de CO<sub>2</sub> para la producción de plásticos o procesos de carbonatación de polioles para la producción de poliuretano, con TRL elevados (6-7). La conversión en polímeros es menos intensiva en energía que las vías anteriores y el CO<sub>2</sub> incorporado es de 0,17 t/t para policarbonatos aromáticos, 0,3 t/t para poliuretanos y 0,5 t/t para policarbonatos de polipileno.

### b) Carbonatos inorgánicos y materiales de construcción.

<sup>135</sup> Mahmoudi, H. et al. (2017). «A review of Fischer-Tropsch synthesis process, mechanism, surface chemistry and catalyst formulation». *Biofuels Engineering* 2. 10.1515/bfuel-2017-0002. DOI: 10.1515/bfuel-2017-0002. Consulta el 4 de enero de 2022.

<sup>136</sup> <https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/sasol>. Consulta el 4 de enero de 2022.

La obtención de productos sólidos a partir de CO<sub>2</sub> tiene su principal atractivo en el almacenamiento permanente del mismo. La obtención de carbonatos a partir de residuos industriales, su uso en procesos de curado de hormigón o la producción de materiales sólidos que puedan usarse en construcción presentan desarrollos tecnológicos elevados (TRL 6-9), mostrando el mercado más amplio en tonelaje. Además de los menores requerimientos energéticos que las rutas precedentes, las exigencias en cuanto condiciones operativas son mínimas, ocurriendo la mayoría de los procesos en condiciones ambiente de presión y temperatura. No obstante, el valor añadido unitario de estas aplicaciones es bajo comparativamente con el de las rutas anteriores y en consecuencia no son tratados más en detalle en este documento.

A modo de resumen, la Tabla 4 muestra un listado simplificado del grado de desarrollo tecnológico y datos de interés de los procesos CCU para metanol y combustibles sintéticos líquidos y gaseosos. Se añaden tres vías de transformación del metanol en combustibles, aromáticos y olefinas, en línea con el papel que está llamado a desempeñar en una «carboquímica» renovable. El número de vías y alternativas es considerablemente más amplio, como se ha indicado<sup>137</sup>.

	Producto	TRL	Proceso	CO <sub>2</sub> utilizado t/t producto	H <sub>2</sub> utilizado t/t producto
Vía H <sub>2</sub> y CO <sub>2</sub> (CO)	Metano <sup>3</sup>	7-9	Hidrogenación catalítica directa de CO <sub>2</sub>	1,38	0,25
	E-fuels, PtL	7-8	Gas de síntesis a Fischer-Tropsch	3,09	0,44
	Metano, PtG	6-7	Sabatier	2,75	0,5
Vía metanol	E-fuels, PtL	6-8	Methanol-to-gasoline, MTG	3,09	0,02-0,58
	Etileno, Propileno	8-9	Methanol-to olefins, MTO, UOP	3,14	0-0,06
	BTX	7	Methanol-to aromatics, MTA, Mobil	0,73	0-0,61

**Tabla 4. Tecnologías CCU y productos en TRL 6-91, 2**

**1. Listado no exhaustivo.**

**2. Con mercado en la Unión Europea hasta 350 Mt/a, con exclusión de urea y materiales inorgánicos.**

**3. Varias rutas.**

<sup>137</sup> Kätelhön, A. et al. «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. Pp. 11.187-11.194; DOI: 10.1073/pnas.1821029116. Consulta el 3 de enero de 2022.

## Procesos en desarrollo de gran interés potencial

Las rutas de importancia consideradas hasta ahora descansan mayoritariamente en la combinación catalítica de CO<sub>2</sub> (y/o CO obtenido a partir de este poniendo en juego la reacción de desplazamiento<sup>138</sup>) con hidrógeno bajo en carbono o renovable obtenido por electrólisis con electricidad renovable. No obstante, hay en desarrollo un cierto número de rutas de un gran interés en los que la electricidad se emplea directamente en los procesos de conversión<sup>139</sup> sin necesidad de generar previamente hidrógeno electrolítico. Destaca la electrólisis a alta temperatura basada en celdas de óxido sólido (SOEC)<sup>140</sup> que permite la electrólisis conjunta del CO<sub>2</sub> y el agua para la producción directa de un gas de síntesis formado por H<sub>2</sub> y CO<sup>141</sup> alimentado a procesos de conversión<sup>142</sup> que proporcionan metanol y combustibles sintéticos entre otros productos.

Para una completa descripción de las rutas en diversos grados de estudio y desarrollo véase Green carbon dioxide: advances in CO<sub>2</sub> utilization<sup>143</sup>.

<sup>138</sup> Water-gas shift reaction, reacción de desplazamiento del gas de agua, utilizada habitualmente para desplazar el siguiente equilibrio hacia la izquierda:  $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ . Como la de captura proporciona CO<sub>2</sub>, es preciso generar CO para los procesos de conversión. Abreviatura usual RWGS.

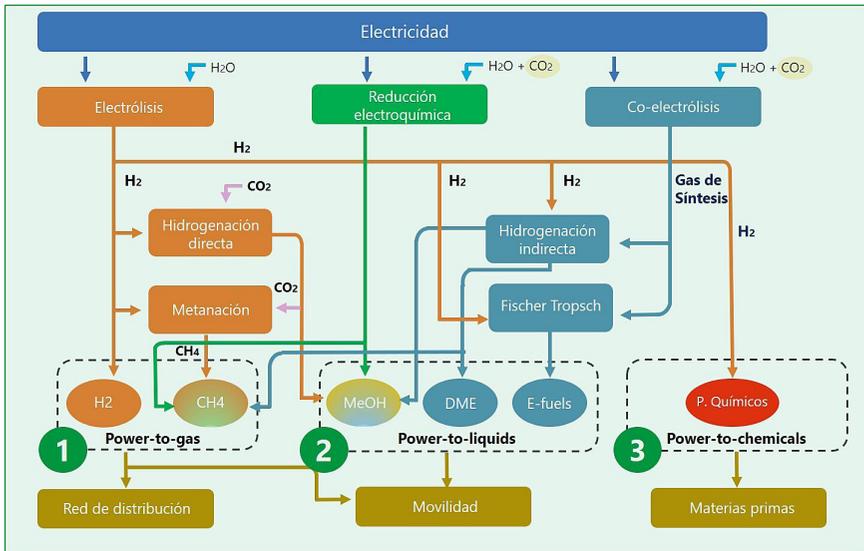
<sup>139</sup> Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. (2018). «A review of projected power to gas deployment Scenarios». *Energies* 11. 1.824. En <https://doi.org/10.3390/en11071824>. Consulta el 4 de enero de 2022.

<sup>140</sup> Zheng, Y. et al. (2017). «A review of high temperature co-electrolysis of H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> to produce sustainable fuels using solid oxide electrolysis cells (SOECs): advanced materials and technology». *Chemical Society Reviews* 46. Pp. 1427-1463. En <https://doi.org/10.1039/C6CS00403B>. Consulta el 3 de enero de 2022.

<sup>141</sup> <https://liten.cea.fr/cea-tech/liten/english/Pages/Medias/News/Hydrogen-Vector/An-experimental-platform-to-test-rSOC-modules.aspx>. Consulta el 3 de enero de 2022.

<sup>142</sup> La exotermicidad de los procesos en cuestión permite generar vapor para ser empleado en la sección de coelectrólisis alcanzándose así valores de eficiencia globales muy elevados.

<sup>143</sup> Centi, G. y Perathoner, S. (2014). *Green carbon dioxide: advances in CO<sub>2</sub> utilization*. Wiley. ISBN: 978-1-118-83194-6. Disponible en <https://www.wiley.com/en-us/Green+Carbon+Dioxide:+Advances+in+CO2+Utilization-p-9781118831946>. Consulta 4 de enero de 2022.



**Figura 18. Procesos CCU en base a hidrógeno electrolytico y rutas de empleo directo de electricidad.**  
**DME: Dimetiléter. MeOH: Metanol.**  
 Adaptado de Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. A. (1824). «Review of projected power to gas deployment scenarios». *Energies* 11. En <https://doi.org/10.3390/en11071824>

### La integración de sectores. Esquema conceptual

Sea cual sea la ruta que proporciona la mezcla de gases necesaria para fabricar los diferentes productos, es indudable que aparece una interrelación simbiótica entre procesos emisores y consumidores de CO<sub>2</sub> que presenta ventajas estratégicas, comerciales y medioambientales. No obstante, aparece una interdependencia de los procesos que es preciso resolver aplicando soluciones tecnológicas, que en muchos casos pasa por almacenamientos intermedios. Hemos elaborado la Figura 19 que muestra esta interrelación y asigna a los productos intermedios las categorías de la REDII.

La comunicación de la Comisión sobre la estrategia para la integración de los sectores<sup>144</sup> trata tan solo tangencialmente esta cuestión que a nuestro entender es crucial, especialmente en grandes núcleos industriales especialmente de naturaleza petroquímica.

<sup>144</sup> Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration. COM/2020/299 final.

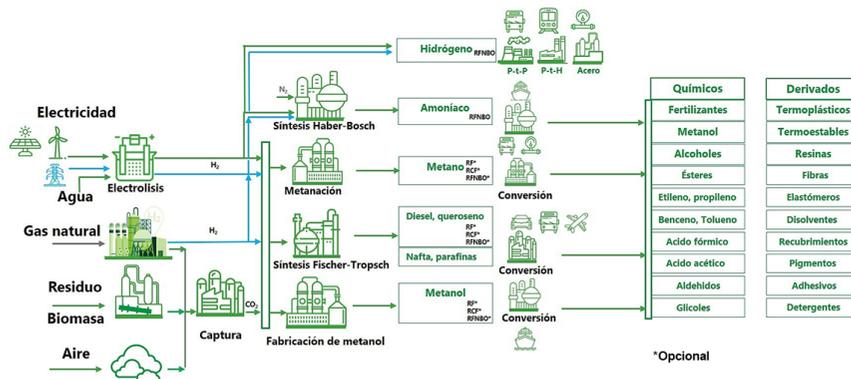


Figura 19. Integración de captura y empleo de CO<sub>2</sub>: la nueva «carboquímica».

Elaboración propia. Según directiva REDII. RF: Renewable fuels. RFNBO: Renewable fuels of non biological origin. RCF: Recycled carbon fuels. LOHC: Liquid organic hydrogen carriers. \* Según procedencia del CO<sub>2</sub>.

### Alternativas de captura de CO<sub>2</sub>

Existe una amplia variedad de fuentes para capturar CO<sub>2</sub> para CCU. Dado que, globalmente hablando, la demanda de CO<sub>2</sub> es limitada comparada con la oferta, la selección debe priorizar fuentes que generen caudales de emisión acordes a los requerimientos de la conversión, con altas concentraciones de CO<sub>2</sub>, menor impacto medioambiental y costes más reducidos del proceso de captura. El empleo de fuentes que procesen biomasa es de particular interés, pues los productos obtenidos pueden ser calificados como RF, si el hidrógeno es renovable.

### Fuentes potenciales de CO<sub>2</sub> para captura

En las fuentes industriales el CO<sub>2</sub> procede de combustiones y del propio proceso. En algunos casos ambos tipos de CO<sub>2</sub> se generan conjuntamente en el mismo equipo, y es posible conseguir ahorro de costes si se aplicasen técnicas para separar ambas corrientes con objeto de alcanzar elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> para la captura en la etapa de proceso<sup>145</sup> (tabla 5).

<sup>145</sup> Un ejemplo de lo anterior es la tecnología Calix, aplicada a la fabricación de cemento en el marco del proyecto H2020 LEILAC. En <https://www.project-leilac.eu/>. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

## La captura de CO<sub>2</sub>. Un pilar indispensable de la descarbonización

Proceso industrial	Observaciones
Producción de energía eléctrica con combustibles fósiles	Responsable de casi el 50% de las emisiones globales de CO <sub>2</sub> en el planeta. Opera principalmente con gas natural y carbón en centrales térmicas y ciclos combinados.
Refinerías de petróleo	Con un número de fuentes de emisión, en lugar de un foco centralizado. Unidades relevantes son el cracking y el reformado catalíticos y el reformado con vapor para producir hidrógeno.
Producción de etileno	El cracking con vapor de agua de hidrocarburos requiere combustión de gases de distinta procedencia, con las consiguientes emisiones de CO <sub>2</sub> .
Plantas de cemento	Alrededor del 60% del CO <sub>2</sub> emitido corresponde al proceso de calcinación del carbonato cálcico materia prima. El resto procede de los procesos de combustión.
Producción de acero	Se utiliza en horno alto coque como combustible y reductor del mineral de hierro que pasa a un segundo horno de afinado. Los altos hornos emiten CO <sub>2</sub> procedente de la combustión del coque y de proceso.
Óxido de etileno	Fabricado por oxidación de etileno, bien con aire o con oxígeno. Las emisiones de CO <sub>2</sub> se producen como consecuencia de la oxidación de parte de la carga de etileno para producir CO <sub>2</sub> y agua.
Producción de hidrógeno	Más del 90% del H <sub>2</sub> utilizado industrialmente se produce a partir del reformado de metano con vapor, fundamentalmente en refinerías y plantas de amoníaco. Se precisa un calentamiento adicional que se genera por combustión, con las correspondientes emisiones adicionales de CO <sub>2</sub> .
Producción de amoníaco	El proceso incluye la producción de H <sub>2</sub> a partir de reformado con vapor y de N <sub>2</sub> a partir de destilación de aire.
Procesado de gas natural	El gas natural es tratado en los yacimientos a pie de pozo para la separación del CO <sub>2</sub> presente. Es uno de los procesos de producción de CO <sub>2</sub> más económicos y simples.
Producción de etanol por fermentación	La fermentación convierte la glucosa en etanol y CO <sub>2</sub> , que se separa en una corriente de gas que contiene un 98-99% de este componente. Aproximadamente el 35% del CO <sub>2</sub> emitido por este tipo de plantas procede de la combustión y el 65% restante de la fermentación.

Tabla 5. Nombre: Fuentes de CO<sub>2</sub> para CCU

### Evaluación de alternativas de captura

Para evaluar las fuentes de mayor interés, es necesario tener en cuenta la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente a procesar, el coste de la captura y el balance de CO<sub>2</sub> de cada una de las alternativas.

Conceptos sobre captura de relevancia para los costes

Se emplea habitualmente el concepto del CO<sub>2</sub> evitado mediante el cual se compara una planta con CCS con una de referencia que no cuenta con este proceso<sup>146</sup>. La Figura 20 ilustra este concepto, así como el del CO<sub>2</sub> capturado.

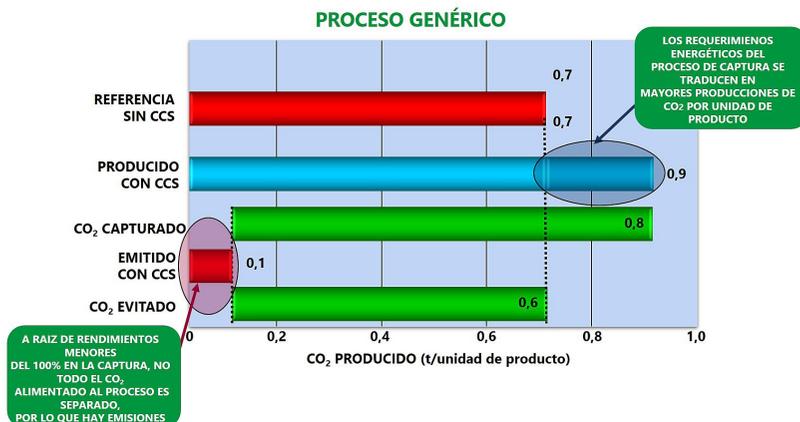


Figura 20. CO<sub>2</sub> evitado y capturado.

Elaboración propia a partir de IPCC (2005). «Special report on carbon dioxide capture and storage». P. 4.

<sup>146</sup> CO<sub>2</sub> evitado = (CO<sub>2</sub> emitido sin captura - CO<sub>2</sub> emitido con captura).

El coste promedio de evitar la emisión de 1 t de CO<sub>2</sub> a la vez que se proporciona una unidad de producto (por ejemplo 1 MWh de electricidad en el caso de un CCGN) es el coste del CO<sub>2</sub> evitado, en €/t de CO<sub>2</sub>:

$$\frac{(\text{COE})_{\text{CCS}} - (\text{COE})_{\text{ref}}}{(\text{tCO}_2/\text{MWh})_{\text{ref}} - (\text{tCO}_2/\text{MWh})_{\text{CCS}}}$$

En la expresión, COE es el costo de la electricidad generada (€/MWh), tCO<sub>2</sub>/MWh es el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del proceso y los subíndices «CCS» y «REF» se refieren a plantas con y sin CCS, respectivamente. Aunque muchas fuentes lo omiten, para comparar el valor obtenido con el del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> en un esquema como el del ETS de la Unión Europea es preciso añadir los costes de transporte y almacenamiento<sup>147</sup>, como en puridad exige el subíndice «S».

No obstante, el ámbito de este apartado se centra en la captura de CO<sub>2</sub> para obtener una materia prima para los procesos de conversión ulteriores. Procede por tanto trabajar con el concepto del coste del CO<sub>2</sub> capturado, también en €/t de CO<sub>2</sub>.

$$\frac{(\text{COE})_{\text{CC}} - (\text{COE})_{\text{ref}}}{(\text{tCO}_2/\text{MWh})_{\text{capturado}}}$$

En la expresión, tCO<sub>2</sub>/MWh capturado es la masa de CO<sub>2</sub> capturado por MWh neto para la planta con captura (igual al CO<sub>2</sub> producido menos el emitido, habida cuenta que el rendimiento de captura siempre será menor del 100%). El COE es nuevamente el coste de la electricidad, pero el subíndice «CC» denota que se excluyen los costes de transporte y almacenamiento.

La diferencia de costes ente el CO<sub>2</sub> capturado y el evitado a favor del primero no debe hacer olvidar que las cantidades del primero, para una instalación determinada, son mayores que las del segundo, como pone de manifiesto la Figura 20.

<sup>147</sup> Rubin, E. S. (2012). «Understanding the pitfalls of CCS cost estimates». International Journal Greenhouse Gas Control 10. Pp. 181-190.

El principal capítulo de costes se deriva del consumo de energía necesario para separar el CO<sub>2</sub> del resto de componentes presentes en los gases. Desde el punto de vista termodinámico esta es una operación en la que se precisa invertir una cantidad de energía muy elevada, aportando calor y trabajo para conseguir la separación. Tanta más energía, y por tanto mayor coste de separación, cuanto más diluido se encuentre el CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases, por lo que interesa partir de fuentes lo más concentradas posibles en CO<sub>2</sub>. En la Tabla 6 se observa como la captura

PROCESO	Contenido CO <sub>2</sub> , % vol <sup>1</sup>	Emissiones en la UE MtCO <sub>2</sub> /a <sup>2</sup>	Coste, \$/t CO <sub>2</sub> capturado <sup>3</sup>	Coste, \$/t CO <sub>2</sub> capturado <sup>1</sup>	Consumo de electricidad/calor/gas promedio GJ/t CO <sub>2</sub> <sup>4</sup>	Trabajo termodinámico mínimo teórico kJ/mol CO <sub>2</sub> capturado <sup>5,6</sup>
Procesado de gas natural	96-99	5,0	15-25	< 15	0,40/0,01/-	
Bioetanol por fermentación	>85		25-35	< 15		
Fabricación de amoniaco	98-100	22,6	25-35		0,40/0,01/-	
Producción de óxido de etileno	30, 98-100	17,7	25-35	< 15	0,40/0,01/-	
H <sub>2</sub> por SMR en refinerías	30-45, 98-100	5,3	50-80		0,35/-/-	
Cemento: pre-calcinador	20-30			45-65		
Cemento: horno de clinker	18			50-65		
Combustión de biomasa para electricidad	10-12			60-80		
Steam Cracking	7,1-12,2			50-90	3,16/-/-	9,4-12,8
Producción de cemento emisiones agregadas	14-33	119,4	60-120			5,2-12,6
Acerías (según unidades)	4-42	151,3	40-100	45-130	0,87/0,95/-	3,7-7,1
Fundición de aluminio	0,8-1,1			180-300		
DAC, Captura del aire	0,042		134-342		1,29/-/4,19 <sup>7</sup>	

Tabla 6. Costes de CO<sub>2</sub> para diversas opciones de captura

<sup>1</sup> GCCSI (2021): Technology readiness and costs of CCS.P. 25-28.

<sup>2</sup> CCUS Projects Network. Feedstock for the process industries and climate action: The potential of CO<sub>2</sub> utilization. A brief overview. Second report of the thematic working group on CO<sub>2</sub> capture and utilization. P. 20. En <https://www.ccusnetwork.eu/knowledge-hub/thematic-reports>.

<sup>3</sup> Coste normalizado de captura de CO<sub>2</sub> por sectores, tomado de «Levelised cost of CO<sub>2</sub> capture by sector and initial CO<sub>2</sub> concentration, 2019». Actualización de 8 de noviembre de 2021. En <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>. Consultado el 18 de diciembre de 2021.

<sup>4</sup> Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO<sub>2</sub> sources for CO<sub>2</sub> utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp.1.093-1.101.

<sup>5</sup> Bains, P. et al. (2017). «CO<sub>2</sub> capture from the industry sector». Progress in Energy and Combustion Science 63. Pp. 146-172.

<sup>6</sup> Incluida compresión a 10 MPa.

<sup>7</sup> Entre 0,84 y 2,34 GJ en forma de electricidad y entre 5,25 y 7,2 GJ por tonelada de CO<sub>2</sub> en forma de calor según la IEA (2021). Direct air capture, tracking report. November 2021. International Energy Agency, París. En <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>.

resulta mucho más económica en aquellos procesos que generan corrientes concentradas de CO<sub>2</sub>.

Es preciso resaltar que numerosas técnicas de captura se encuentran en su etapa temprana de desarrollo y, por tanto, es de esperar que los costes se vayan reduciendo a medida que se avance en la curva de aprendizaje con la consiguiente mejora de diseño y eficiencia. Sin embargo, para procesos industriales en los que se realiza rutinariamente esa separación (hidrógeno y producción de gas natural), la tecnología está en un grado de madurez muy avanzado.

El precio del derecho de emisión en el marco EU ETS a mediados de diciembre de 2021 es superior a 80 €/t<sup>148</sup> lo que hace cambiar la perspectiva de hace tan solo unos meses antes sobre el interés de capturar cuando los precios eran un 40% inferiores.

Las fuentes de CO<sub>2</sub> de mayor concentración corresponden al procesado de gas natural, la producción de hidrógeno a partir del reformado de gas natural y la producción de amoníaco y etanol. Muchas tecnologías de captura, actuales y emergentes, están diseñadas para separar del 80 al 90% del CO<sub>2</sub> del gas que es tratado, pero es posible alcanzar tasas de captura más altas.

#### Selección de opciones de captura en base a huella de carbono

Como se ha señalado, la energía requerida es el factor determinante para priorizar las opciones. Las llamadas curvas de Orden de Mérito Medioambiental<sup>149</sup> (aunque centradas exclusivamente en emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente) determinan para cualquier proceso industrial al que se dote de captura, los consumos energéticos y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se añaden en todas las etapas, incluyendo el consumo adicional de fósiles, el consumo eléctrico con su huella de carbono asociada y la generación de calor además del transporte. Véase la Figura 21, que proporciona un grado de detalle adicional sobre la sección de captura de CO<sub>2</sub> de la Figura 10:

<sup>148</sup> 84,77 €/t el 16 de diciembre de 2021. En <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>.

<sup>149</sup> Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO<sub>2</sub> sources for CO<sub>2</sub> utilization by environmental merit order curves». *Environment Science Technology* 50. Pp. 1.093-1.101. En <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03474>. Consulta el 18 de diciembre de 2021.

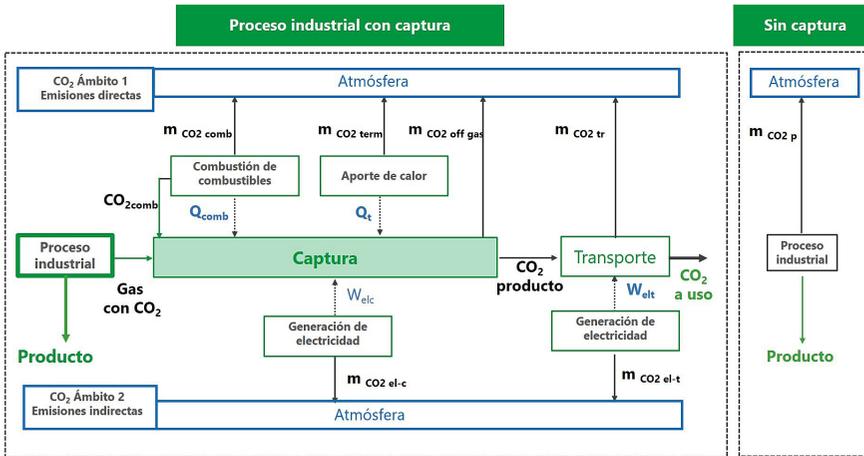


Figura 21. Consumos energéticos y emisiones de CO<sub>2</sub> de proceso industrial con y sin captura de CO<sub>2</sub>.  
 «Selecting CO<sub>2</sub> sources for CO<sub>2</sub> utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp. 1.093-1.101

Para las diferentes opciones de captura, se puede calcular el CO<sub>2</sub> marginal en toneladas CO<sub>2</sub> emitidas por el proceso como suma del CO<sub>2</sub> directo (Alcance 1) más el CO<sub>2</sub> indirecto (Alcance 2) con respecto a las toneladas de CO<sub>2</sub> producto destinadas posteriormente a los diferentes usos en CCU<sup>150</sup>.

Los valores del CO<sub>2</sub> marginal emitido por cada fuente se recogen en las coordenadas de la Figura 22. El ancho de las barras en el eje de abscisas muestra la cantidad disponible (Gt/a) para cada una de las fuentes en la Unión Europea.

Los resultados de CO<sub>2</sub> marginal, emitido por cada tonelada de CO<sub>2</sub> producto, disponible para su utilización varían entre 0,09 y 0,43 para las opciones estudiadas. Es decir, para cada tonelada de CO<sub>2</sub> capturada el propio proceso de captura podría llegar a ser responsable de la emisión de hasta 0,43 toneladas de CO<sub>2</sub> que anteriormente no se generaban en el proceso sin captura.

Las emisiones marginales más bajas se consiguen a partir de las corrientes casi puras de CO<sub>2</sub> que se obtienen en el procesado de gas natural, la producción de hidrógeno, amoníaco y óxido de etileno, lo que es congruente en términos generales con los valores de la Tabla 7.

<sup>150</sup> Von der Assen, N. et al. (2014). «Life cycle assessment of CO<sub>2</sub> capture and utilization: A tutorial review». Chemical Society Reviews 43, nº 23. DOI: 10.1039/c3cs60373c. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

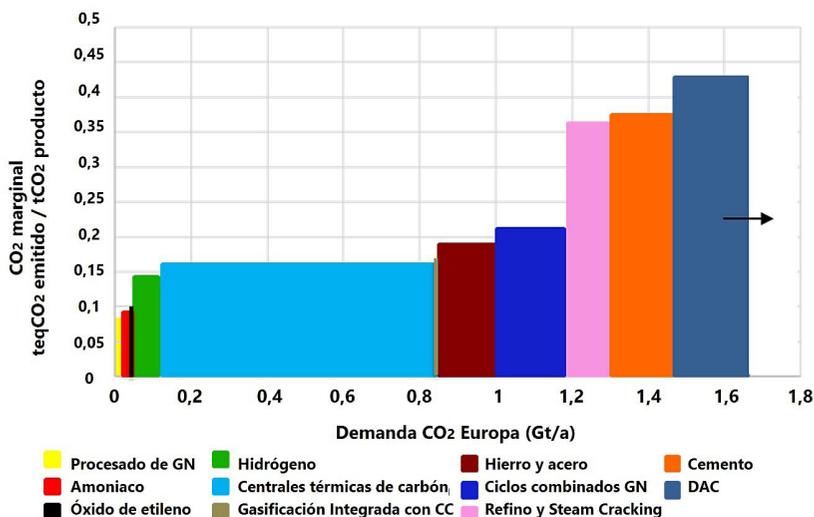


Figura 22. Orden de mérito de las fuentes de CO<sub>2</sub> para CCU. Adaptado de Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO<sub>2</sub> sources for CO<sub>2</sub> utilization by environmental merit order curves». *Environment Science Technology* 50. Pp. 1.093-1.101

Por consiguiente, la Figura 22 puede servir de guía para la selección, desde el punto de vista de este criterio, de las fuentes más adecuadas para CCU, que deberían ir entrando en mercado en función de la demanda. Es evidente que este criterio debe ponderarse con otros, como por ejemplo, distancia entre instalaciones productoras y consumidoras de CO<sub>2</sub>, naturaleza y condiciones de operación de las mismas a raíz de la interdependencia que se origina y otras.

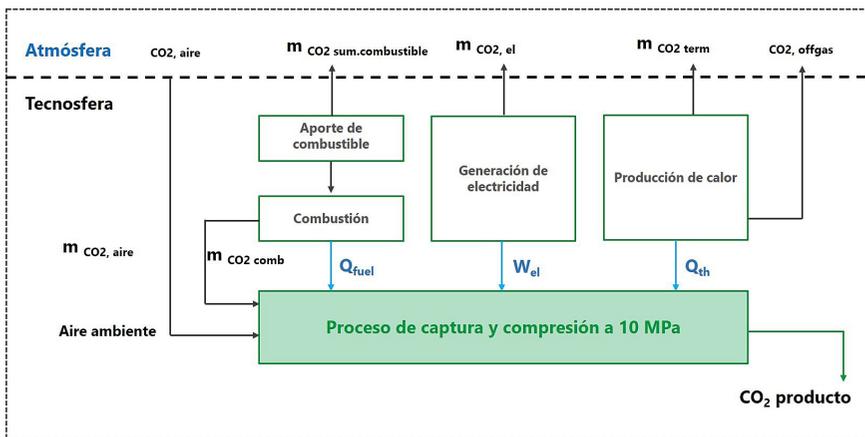
En cualquier caso, el criterio de selección de la fuente de CO<sub>2</sub> para captura debe incluir un conjunto de parámetros técnicos, económicos e incluso medioambientales generales (más allá del relativo exclusivamente a mitigación del cambio climático) que deben ser examinados caso a caso sin olvidar la consideración de la naturaleza, capacidad y demanda del proceso o procesos de conversión aguas abajo que completa la cadena de valor de la CCU.

De las opciones de la Figura 22, la DAC ocupa el último lugar, lo que merece una serie de consideraciones. Como se ha señalado en el Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218) las tecnologías en desarrollo utilizan procesos de sorción (absorción o adsorción) sobre sorbentes líquidos o sólidos. El proceso requiere electricidad para ventiladores, bombas y com-

presores. En separaciones basadas en sorción, la regeneración del sorbente requiere calor (a 100 °C para sorbentes líquidos y 900 °C para sólidos) que puede generarse por combustión de gas natural, biomasa o termosolar de alta temperatura. La electricidad ha de ser totalmente renovable, pero a pesar de ello la huella de carbono no es cero, como se ha indicado<sup>151</sup>.

Por consiguiente, es imprescindible determinar con precisión la huella de carbono de este tipo de procesos puesto que los sistemas gas-líquido requieren aproximadamente 5,25 GJ en forma de calor y 0,84 GJ de electricidad por tonelada de CO<sub>2</sub><sup>152</sup> (7,2 GJ en forma de calor y 2,34 en forma de electricidad para sistemas gas-sólido)<sup>153</sup>. La Figura 23 detalla los principales flujos de materia, trabajo y energía para una planta de captura de CO<sub>2</sub> del aire.

Se recuerda aquí el criterio base de la CCU referente a que como mínimo, el CO<sub>2</sub> «utilizado», la cantidad neta de CO<sub>2</sub> que es convertida en producto, sea positiva. Dicho CO<sub>2</sub> «utilizado» es la diferencia entre el CO<sub>2</sub> que entra en el proceso menos las emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcance 2).



**Figura 23. Consumos energéticos y emisiones de CO<sub>2</sub> del proceso DAC.** Adaptado de Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO<sub>2</sub> sources for CO<sub>2</sub> utilization by environmental merit order curves». *Environment Science Technology* 50. Pp. 1.093-1.101

<sup>151</sup> National Renewable Energy Laboratory (2012). Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics. P. 2. NREL/FS-6A20-56487. US DOE.

<sup>152</sup> IEA (2021). Direct air capture. Tracking report. November 2021. International Energy Agency, París. En <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>. Consulta el 18 de diciembre de 2021.

<sup>153</sup> Ver Tabla 6.

Cuando el CO<sub>2</sub> capturado se destina a la fabricación de productos (DACCU), es posible realizar un balance energético (además del de huella de carbono) del conjunto de procesos que termina proporcionando productos como metano, metanol y combustibles sintéticos. Son las vías denominadas vías Power to X<sup>154</sup>. En la Figura 24<sup>155</sup> el balance se refiere exclusivamente al consumo de electricidad y la fracción del contenido energético de esta que va incorporada al producto, que en el mejor de los casos es algo superior al 50%.

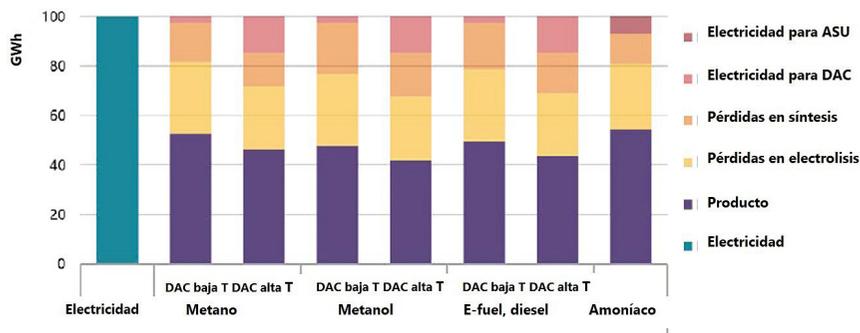


Figura 24. Consumos de energía en la producción de combustibles y materias primas vía DAC con H<sub>2</sub> electrolítico.

ASU: Unidad de separación de aire.

Fuente: IEA (2019). The future of hydrogen. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>, París. P. 56.

En <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

## La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo

### Visión general

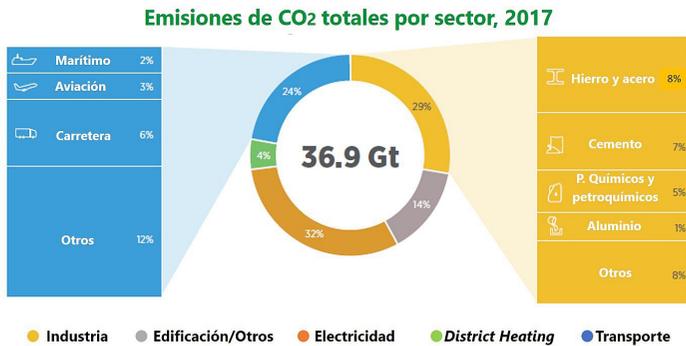
La figura 25<sup>156</sup> ilustra que el 29% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes de la transformación de energía y de los procesos tuvo como origen la industria y el 24% el transporte. Las citadas emisiones globales son cifradas por IRENA en 36,9 Gt para 2017<sup>157</sup>.

<sup>154</sup> EVELOY, V. Op. cit. p. 2.

<sup>155</sup> IEA (2019). The future of hydrogen. International Energy Agency, París. P. 56. En <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

<sup>156</sup> IRENA (2020-2). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5 °C climate goal. P. 19. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-269-7.

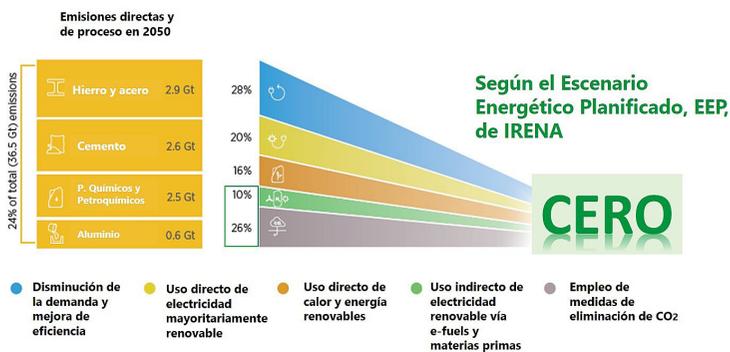
<sup>157</sup> La cifra para el año 2021 se prevé se incremente con respecto al valor citado, tras la reducción del año 2020. En cualquier caso, ello no afecta al análisis que se realiza a continuación.



**Figura 25. Contribución de la industria y el transporte a las emisiones globales de CO<sub>2</sub>.**  
 Adaptado de IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5 °C climate goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En <https://www.irena.org/publications>

En la industria los cuatro principales sectores son: siderurgia, cemento, productos químicos y petroquímicos, y aluminio. Trataremos en detalle los tres primeros y añadiremos el refino como sector adicional.

IRENA plantea las medidas a aplicar para conseguir cero emisiones netas en 2050<sup>158</sup> que se reflejan en la Figura 26 de forma global para el conjunto de los cuatro sectores mencionados<sup>159</sup>. La contribución de la CCUS deberá suponer más de un tercio de la reducción de emisiones, contabilizando conjuntamente las CDR y el empleo de combustibles sintéticos.



**Figura 26. Contribución de los sectores industriales a las emisiones globales de CO<sub>2</sub> y vías de reducción de emisiones.** Adaptado de IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1,5 °C climate goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

<sup>158</sup> Ver Figura 4.

<sup>159</sup> IRENA (2020-2). Op. cit. p. 20.

La industria objeto de este apartado tiene los tipos de emisiones indicados en la Tabla 7. En el ámbito de esta contribución nos centramos en las emisiones directas que requieren esquemas de actuación específicos en numerosos casos.

Proceso industrial	Observaciones	Alcance <sup>1</sup>
<b>Emisiones directas</b>	Originadas por el empleo de combustibles fósiles para generar calor, vapor de agua para calentamiento o motriz, calentamiento de fluidos térmicos y otros	1
<b>Emisiones de proceso</b>	Derivadas de los procesos de fabricación: CO <sub>2</sub> de la calcinación de la caliza en fabricas de cemento, de la reformado de metano con vapor para generar hidrógeno o del consumo de cátodos en la fabricación de aluminio.	1
<b>Emisiones indirectas</b>	Generadas en la producción de electricidad y otros insumos a los procesos de fabricación, por ejemplo hidrógeno	2
<b>Emisiones indirectas no incluidas en el grupo anterior<sup>2</sup></b>	Originadas aguas arriba del proceso de fabricación <sup>3</sup> y en la utilización de los productos	3

**Tabla 7. Tipos de emisiones de CO<sub>2</sub> en la industria**

**Notas:**

- 1. Según Corporate Accounting and Reporting Standard. The Greenhouse Gas Protocol. En <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>.**
- 2. Ver guía de cálculo en <https://ghgprotocol.org/scope-3-technical-calculation-guidance>.**
- 3. Por ejemplo, asociadas al suministro de materias primas.**

Las industrias en cuestión producen grandes cantidades de productos que se comercializan en mercados globales altamente competitivos. Los costes de la energía suponen en muchos casos una parte importante del OPEX, por lo que la necesidad de reducir emisiones incorporando nuevos procesos y consumos energéticos adicionales derivados de legislaciones muy exigentes puede suponer una pérdida de competitividad para las instalaciones ubicadas en esos territorios. A ello se añade la imprescindible necesidad de infraestructuras de transporte y de almacenamiento de CO<sub>2</sub> cuando es preciso recurrir a ella ante la inexistencia o inaplicabilidad de alternativas tecnológicas demostradas. Es por ejemplo el caso del cemento en el que el 60% de las emisiones procede de la transformación de la materia prima<sup>160</sup>.

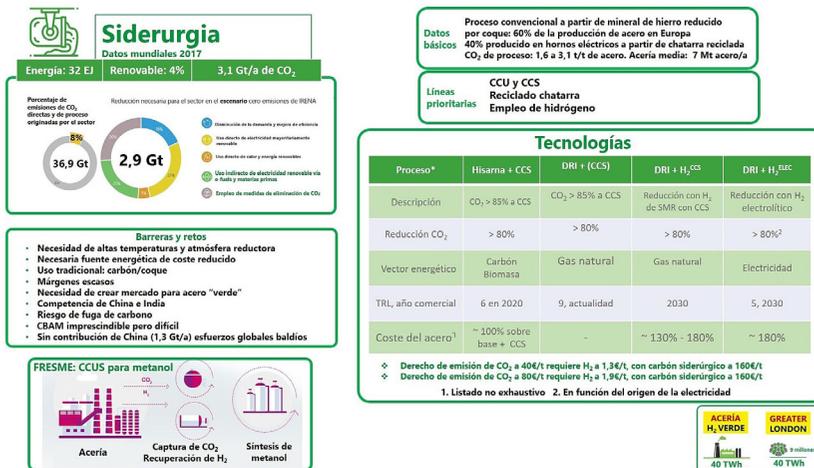
Se han elaborado unos cuadros resumen sobre los sectores de acero, químico/ petroquímico, cemento y refino de petróleo (circunscrito a la Unión Europea en este caso). Las emisiones de los tres primeros suponen el 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del planeta, de las que China concentra la mitad. Como características comunes tenemos:

<sup>160</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 63.

- a) Las tecnologías necesarias no están en estado comercial.
- b) Los productos se comercializan en mercados globales y son fáciles de transportar.
- c) Los márgenes son escasos, por lo que los costes adicionales implican pérdida de competitividad.
- d) Los productos “verdes” son hasta dos veces más caros que los convencionales, a fecha de hoy.
- e) Existe claro riesgo de fuga de carbono, especialmente si no hay disponibilidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento.
- f) La implantación de CBAM es imprescindible pero compleja.
- g) La CBAM implica necesariamente un mecanismo de certificación de huella de carbono.

Industria siderúrgica

El Cuadro 1 presenta de manera esquemática la información relevante relativa al sector a escala mundial, con datos básicos, líneas prioritarias, barreras y tecnologías.



Cuadro 1: Siderurgia

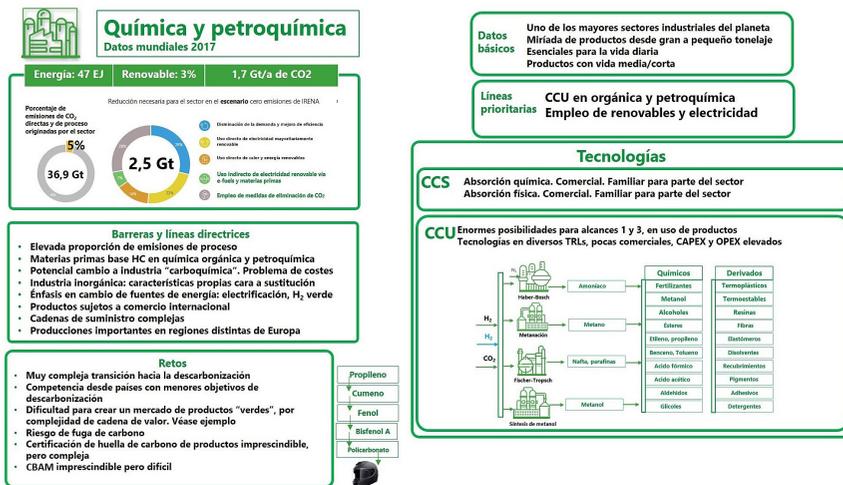
Referencias:

- 1 Bellona Europa Climate Scoreboard (2018). An industry’s guide to climate action. En <https://bellona.org/publication/an-industrys-guide-to-climate-change>.
- 2 European Commission (2018). European steel: the wind of change. P. 20. ISBN: 978-92-79-80075-7. DOI: 10.2777/236603.

**3 IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5 °C climate goal international. 4 Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-269-7. En <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables> y <http://www.fresme.eu/about.php>.**

## Industria química y petroquímica

El Cuadro 2 presenta de manera esquemática la información relevante relativa al sector a escala mundial, con datos básicos, líneas prioritarias, barreras y retos.



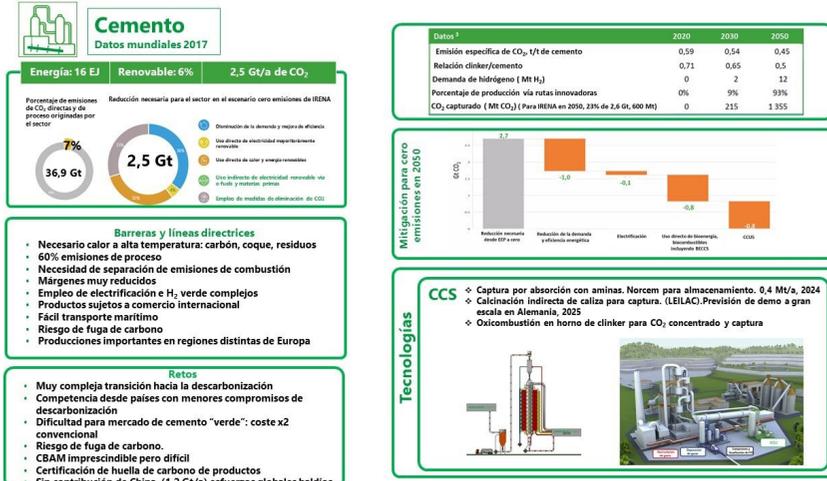
**Cuadro 2. Química y petroquímica. Esquema CCU: Elaboración propia**

**Referencias:**

1. IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture utilisation and storage. P. 51. En <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
2. IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5 oC climate goal international. Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-269-7. En <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>

Fabricación de cemento

El Cuadro 3 muestra un conjunto de datos básicos de relevancia, la contribución de las diferentes herramientas disponibles, barreras, retos y ejemplos de tecnologías.



Cuadro 3. Cemento

Referencias:

1. IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture utilisation and storage. P. 51. En <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
2. IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO<sub>2</sub> emissions from industry and transport in line with the 1.5 oC climate goal international. Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-269-7. En <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>
3. IEA (2021). Net zero by 2050. International Energy Agency, Paris. En <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
4. <https://www.norcem.no/en/CCS>.
5. IEA (201). En <https://www.iea.org/reports/cement>.

Fuente imágenes Tecnología CCS: <https://www.project-leilac.eu/> y <https://www.heidelbergcement.com/en/ecra-oxyfuel>.

Refino de petróleo

El Cuadro 4 resume los aspectos más relevantes de la reducción de emisiones en refinería, con particular énfasis en las opciones de captura en SMR.



**Refino  
Unión Europea**

**Procesos que requieren energía**

1. Separación física de fracciones de hidrocarburos
2. Tratamiento de fracciones
3. Conversión de fracciones

**Factores que afectan a las emisiones de CO<sub>2</sub> de una refinería**

1. Tipo de crudo y productos comercializados
2. Complejidad
3. Eficiencia energética
4. Naturaleza y características de las fuentes de energía

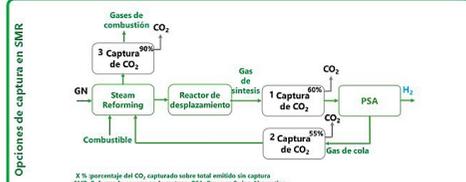
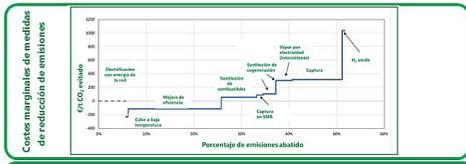
**Vías para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en refinerías**

1. Mejora de eficiencia
2. Reducción huella de carbono de las fuentes de energía\*
3. CCUS

\* electrificación, biomasa, hidrógeno

**Aplicabilidad de tecnologías**

Tecnología	% sobre total de emisiones	Tecnología de captura principal	10 <sup>3</sup> t CO <sub>2</sub> emitidos	Otras variables
Producción de hidrógeno por SMR	5 - 20	Postcombustión, absorción química	250	Varios configuraciones
Coking mediante un horno Fluid, FCC	20 - 50	Postcombustión, absorción química Consumo de vapor: 220 - 280 t/h Elevación de SO <sub>2</sub> necesario	400	Desaño consumo energético 2.5 a 15 GWh
Hornos y calderas	30 - 60	Postcombustión, absorción química Consumo de vapor: 100 t/h Elevación de SO <sub>2</sub> necesario	-	Numerosas formas de hornos quemadores, depende en el área. Necesidad de separación. Necesaria instalación de digestor.
Servicios auxiliares	20 - 50	Postcombustión, absorción química Consumo de vapor: 100 t/h Elevación de SO <sub>2</sub> necesario	-	Unidades de producción de electricidad y vapor



**Comparativo de casos SMR**

CASO	% CO <sub>2</sub> capturado	Consumo GN MJ	CO <sub>2</sub> emitido kg/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	CAPEX relativo Base	OPEX relativo Base	LCOH <sup>a</sup>
Base	0	14,21	0,81	Base	Base	Base
Captura 1 <sup>b</sup>	60	14,68	0,37	+18%	+18%	+18%
Captura 2	55	14,80	0,39	+32%	+22%	+25%
Captura 3	90	15,61	0,09	+79%	+33%	+45%

a: Planta "standalone" 100.000 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>. b: Levelized Cost of Hydrogen. c: Estándar en la industria para uso alimentario

Cuadro 4. Refino

Referencias:

1. IEAGHG (Marzo de 2017). 2017-TR3 reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS.
2. Concawe (2019). CO2 reduction technologies. Opportunities within the EU refining system (2030/2050). Report nº 8/19. Concawe (2020). Technology scouting -carbon capture: from today's to novel technologies. Report nº 18/20.

**Retos y barreras para el despliegue de la captura.  
Consideraciones técnicas, económicas y geográficas**

Marco de referencia

Las consideraciones a continuación se centran en la Unión Europea, habida cuenta la ambición de descarbonización de la Comisión, traducida en un marco legislativo y regulatorio acorde con aquella. Por tanto, el análisis que incluye este apartado tiene como referencia las circunstancias de la Unión Europea y detalla barreras y retos que son específicos para ella, aunque puedan ser (y de hecho lo son en buena medida) extrapolables a otras regiones del planeta.

Ello no impide la constatación de que los proyectos de captura y almacenamiento de mayor tamaño y en operación o en fase avanzada de implementación estén en otros territorios (particularmente EE. UU. y Canadá) aunque en numerosos casos la fuerza impulsora para la actividad está en el empleo para EOR. Conviene recordar que EE. UU., sin una actividad legislativa tan profusa y tan amplia como la de la Comisión

Europea ha puesto en práctica el referenciado mecanismo llamado Q45<sup>161</sup>.

### La necesidad de un marco comercial para la captura

Hacer que las inversiones en todos los elementos de la cadena de valor de la captura, ya sea para almacenamiento o para empleo, sean atractivas requiere un marco regulatorio adecuado que proporcione un entorno predecible para la rentabilidad de las inversiones y la construcción de modelos de negocio sólidos<sup>162</sup>. Distinguimos a continuación entre la CCS y la CCU.

### Captura para almacenamiento

En el esquema actual, el ahorro en derechos de emisión de la instalación que deja de emitir debe compensar los costes asociados a la captura, transporte y almacenamiento. Por consiguiente, el precio del derecho de emisión es el dato básico para el análisis económico y financiero de las operaciones. El CO<sub>2</sub> originado a partir de biomasa podría tener un tratamiento diferente y más favorable según la revisión de la directiva ETS, como se ha mencionado. La razón es clara: el objetivo de cero emisiones netas requiere inevitablemente emisiones negativas y la vía BECCS constituye la herramienta tecnológica más potente.

Las tres actividades mencionadas corresponden a negocios muy diferenciados entre sí, de forma que en la mayoría de los casos habrá al menos tres operadores con campos de especialización diferentes. El CO<sub>2</sub> será transferido desde las instalaciones de captura a las infraestructuras de transporte y a través de esta a las de almacenamiento. Los riesgos de contraparte<sup>163</sup> inherentes a una cadena de esta naturaleza suponen una barrera notable y actualmente no hay mecanismos de compensación previstos por la Comisión para mitigar los riesgos de todo tipo derivados de

<sup>161</sup> GCCSI (2020). The US section 45Q tax credit for carbon oxide sequestration: an update. En <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-us-section-45q-tax-credit-for-carbon-oxide-sequestration-an-update/>. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

<sup>162</sup> IEAGHG (2020). Review of constructability and operational challenges faced by CCUS projects, 2020-12. En <http://documents.ieaghg.org/index.php/s/sfx0utAgVesITsk/download>.

<sup>163</sup> El riesgo de contraparte es aquel que se refiere a la posibilidad de que el otro agente en una transacción incumpla con su compromiso.

ello, especialmente en el marco del Innovation Fund, herramienta esencial para dar soporte financiero a estas iniciativas<sup>164</sup>.

En relación con la etapa de captura, las instalaciones dotadas de varias tecnologías necesarias<sup>165</sup> requieren obviamente mayores CAPEX y OPEX que las que carecen de ellas, de donde mayores costes por unidad de producto. Evidentemente la reducción de emisiones obtenida (rendimiento de captura siempre menor del 100%, por lo que serán siendo necesarios derechos de emisión) ha de compararse con los extracostes mencionados.

En el caso de la DACC resulta evidente que en ausencia de mecanismos específicos de índole pública o filantrópica que retribuyan los costes asociados a la retirada definitiva de CO<sub>2</sub> de la atmósfera para su almacenamiento geológico definitivo, no se identifica un modelo de negocio que permita abordar las inversiones necesarias.

Los retos principales para diseñar un modelo de negocio viable son:

- Ausencia de incentivos para acometer las grandes inversiones asociadas que conllevan tiempos de autorización ejecución y puesta en servicio muy prologados.
- Magnitud de las inversiones.
- Necesidad de regulación por la Comisión especialmente en el caso de transporte transfronterizo.
- Desacople temporal entre la disponibilidad de las instalaciones de captura y de transporte y almacenamiento. Como indica IEA<sup>166</sup> nos encontramos ante un círculo vicioso: cómo capturar si no hay cómo transportar y almacenar, y cómo invertir en infraestructuras si no hay CO<sub>2</sub> para rentabilizarlas.
- Incertidumbre a futuro de caudales de CO<sub>2</sub> a transportar como consecuencia de la maduración de tecnologías alternativas a la captura para disminuir las emisiones de los procesos.

<sup>164</sup> Junto con el Innovation Fund, la otra herramienta de financiación de CCS en el elemento de transporte es la CEF al que tienen acceso los proyectos PCI. Ver Apartado «El soporte al desarrollo tecnológico: SET-Plan e Innovation Fund» (p. 226).

<sup>165</sup> Además de la unidad específica para la separación de CO<sub>2</sub> de la corriente de gases son necesarias, entre otras, el tratamiento de los gases alimentados a la etapa de separación en función de la tecnología de la misma, y el tratamiento y compresión del CO<sub>2</sub> obtenido para cumplir especificaciones del operador del sistema de transporte, como se ha detallado en el Apartado «Transporte».

<sup>166</sup> IEA (2020). Op. cit. p. 34.

- Responsabilidad a largo plazo sobre el CO<sub>2</sub> almacenado.

El primer programa a gran escala para acelerar el despliegue de la CCS en la Unión Europea, lanzado en 2008<sup>167</sup> terminó unos años más tarde con la cancelación progresiva de los seis proyectos<sup>168</sup>. Las razones para ello fueron múltiples, pero el denominador común fueron las incertidumbres sobre variables esenciales para cerrar un plan de negocio en los ámbitos regulatorio, de mercado y rentabilidad económica<sup>169</sup>. Es de esperar que las acciones de la Comisión tomen en consideración las lecciones aprendidas, pues la inversión de 1.000 millones de euros resultó en tan solo una planta de desarrollo culminada con el programa de pruebas ejecutado, precisamente en España<sup>170</sup>.

### Captura para empleo

En el caso de la CCU orientada a productos de interés comercial, el CO<sub>2</sub> alimenta a procesos que en no están aún plenamente disponibles a escala comercial y que deben utilizar en numerosos casos hidrógeno bajo en carbono y/o renovable producido por electrólisis. Resulta evidente que recorrer la curva de aprendizaje tanto para los procesos de conversión de CO<sub>2</sub> como para los electrolizadores se traducirá en una reducción clara del CAPEX.

Desde el punto de vista del OPEX, los factores relevantes son el precio del CO<sub>2</sub> (derivado de la fuente y del proceso de captura) y sobre todo el precio de la electricidad, que debería ser virtualmente cero según algunas fuentes, para que el coste de

<sup>167</sup> <https://www.iea.org/policies/11692-european-energy-programme-for-recovery?page=3&topic=Carbon%20Capture%20Utilisation%20and%20Storage>. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

<sup>168</sup> El profesor Cortés actuó como experto de la comisión para el seguimiento de los cuatro proyectos que se cancelaron tras el de Compostilla (Belchatów, Portotolle, Don Valley y ROAD) y tuvo el dudoso honor de informar favorablemente los close-out reports de los mismos.

<sup>169</sup> The compostilla project OXYCFB300: carbon capture and storage demonstration project, knowledge sharing FEED report (2013). P. 120. ENDESA, CIUDEN, Foster Wheeler. En <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/137158/Compostilla-project-OXYCFB300-carbon-capture-storage-demonstration-project-knowledge-sharing-FEED-report.pdf>. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

<sup>170</sup> «As of 2018, 35 of 44 projects in gas and electricity infrastructure were completed; 4 of 9 in offshore wind are operational, but only one in carbon capture and storage (the CIUDEN Technology Development Plant in the north of Spain, which tested CO<sub>2</sub> capture technology in an oxy-combustion process)». En <https://www.iea.org/policies/11692-european-energy-programme-for-recovery?page=3&topic=Carbon%20Capture%20Utilisation%20and%20Storage>. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

fabricación del hidrógeno electrolítico pueda ser competitivo con el procedente de reformado con vapor de metano, estimado en más de un 70% inferior. A resaltar, como ya se ha indicado, que la obtención de una tonelada de metanol requiere algo menos de 1,5 t de CO<sub>2</sub>, 0,2 t de H<sub>2</sub> y aproximadamente 12 MWh<sup>171</sup>. De forma complementaria, el recurso a la electricidad renovable no gestionable requerirá de sistemas de almacenamiento para asegurar la operación de procesos químicos (la mayoría catalíticos) concebidos para operar en régimen estacionario.

El resultado de la CCU serán productos para comercialización, que a día de hoy no son competitivos con los obtenidos a partir de combustibles fósiles. Factor adicional de relevancia (como se ha señalado anteriormente) es que la propuesta de revisión de la directiva ETS<sup>172</sup> establece requisitos para evitar la doble contabilidad de las reducciones de gases de efecto invernadero, y para el caso de combustibles sintéticos atribuye la reducción de emisiones al usuario de los mismos.

La consideración de la huella de carbono asociada a los productos es esencial, en el caso de que su empleo se traduzca en reemisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (combustibles, pero también materiales que experimenten incineración al final de su vida útil). En este sentido, véanse los apartados «El balance de carbono de la CCU» (p. 243) y «Principales productos de la CCU» (p.246).

## La necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento

### Las agrupaciones de industrias o clusters

Las agrupaciones de actividades industriales ubicadas en áreas determinadas facilitarán la implantación de infraestructuras de transporte que pueden dar servicio a varios usuarios, haciendo potencialmente más atractiva una inversión multicliente, pues sería factible dar servicio a instalaciones pequeñas y medianas que por sí solas no justificarían la inversión. En ausencia de tales agrupaciones, los esquemas punto a punto (de una instalación de captura a una de almacenamiento) no parecen en principio fáciles de implementar. Las configuraciones de redes son muy variadas y dependerán de cada caso concreto. Cuestión adicional relevante es que las necesidades de transporte se producirán necesaria-

<sup>171</sup> Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 62.

<sup>172</sup> [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_es).

mente decaladas en el tiempo, por lo que los operadores deberán optar por la mejor estrategia de capacidad (y de inversión por consiguiente).

### Retos técnicos y operativos<sup>173</sup>

A las barreras descritas para la disponibilidad de infraestructuras compartidas se añaden otras de índole técnica y operativa. Los operadores recibirán corrientes con caudales distintos sujetos a intermitencia que es preciso medir con precisión. Las corrientes deberán cumplir especificaciones, pero tendrán caudales, composiciones y propiedades distintas. Ello requerirá herramientas avanzadas de gestión de la red incluyendo monitorización remota en tiempo real de composición en diferentes puntos pues esta experimentará inyecciones de CO<sub>2</sub> de fuentes diversas a lo largo de su recorrido.

La elección base será el transporte a alta presión por tubería, de 8 a 11 MPa, pero el transporte en barco a 1,5 MPa desde ubicaciones alejadas de reservorios geológicos o para complementar el transporte por tubería tendrá su importancia. Merece atención el balance de carbono de un transporte de esta naturaleza, hasta que la utilización en transporte marítimo de RF y RFNBO sea una práctica extendida. Ello resulta en una barrera geográfica que afecta a la futura competitividad de la industria en países que no disponen de almacenamientos geológicos, como veremos a continuación.

En el ámbito de los retos técnicos destaca que las propiedades termodinámicas de CO<sub>2</sub> de captura difieren no solo de las del gas natural sino incluso de las del CO<sub>2</sub> puro, como se ha detallado en el Apartado «Transporte» (p. 236). Es preciso además incluir los aspectos de seguridad de instalaciones y personas. Las propiedades corrosivas de algunas impurezas del CO<sub>2</sub> capturado y el comportamiento de tuberías de CO<sub>2</sub> en depresurización<sup>174</sup> requieren previsiones especiales en cuanto a selección de materiales y disposiciones constructivas para evitar fenómenos indeseables como la propagación de fractura dúctil, para cuya definición no existen

<sup>173</sup> ZEP (2020). A trans-european CO<sub>2</sub> transportation and infrastructure for CCUS: opportunities and challenges. P. 33

<sup>174</sup> VITALI, M. et al. (2021). «Risks and safety of CO<sub>2</sub> transport via pipeline: a review of risk analysis and modeling approaches for accidental releases». *Energies* 14. 4.601. En <https://doi.org/10.3390/en14154601>.

metodologías validadas<sup>175</sup>. Y la naturaleza del CO<sub>2</sub> como gas denso es relevante para su dispersión en la atmósfera en entornos poblados, requiriendo de herramientas de modelización específicas para evaluación y concepción de medidas de mitigación de riesgos.

La recepción en el lugar de almacenamiento de corrientes con composiciones variables también requiere por parte del operador del almacenamiento (en adecuada coordinación con el del transporte) una monitorización y control continuos, pues las impurezas pueden afectar a la capacidad efectiva del reservorio y generar reacciones indeseables o impedir reacciones de atrapamiento en las que descansa la retención en el subsuelo<sup>176</sup>.

En cualquier caso, puede deducirse que los acuerdos contractuales entre productores, transportadores y gestores de almacenamiento para aceptación de flujos abre una problemática susceptible de litigiosidad que de terminar con el venteo a la atmósfera de la corriente no admitida se traduce en la entrada en vigor de las previsiones de la directiva ETS referente a la entrega de derechos de emisión por el CO<sub>2</sub> ventado y no almacenado.

#### La localización geográfica

El emplazamiento del reservorio condiciona obviamente la configuración de la cadena de valor completa. En ese sentido nos encontramos EE. MM. que parten de situaciones de partida muy diferentes. Básicamente hay dos categorías, establecidas en función de las siguientes circunstancias, no excluyentes entre sí:

- Tradición en exploración y producción de petróleo y gas a partir de pozos parcial o totalmente agotados, fundamentalmente en alta mar. Ello supone el conocimiento exhaustivo del subsuelo, la existencia de reservorios para almacenar CO<sub>2</sub> e incluso en ocasiones la disponibilidad de instalaciones reutilizables, amén de compañías y equipos especializados.
- Existencia de reservorios distintos a campos de petróleo y gas agotados (por ejemplo, formaciones salinas profundas) pero mayoritariamente en tierra.
- Distancias entre los puntos de emisión y los de almacenamiento y derivado de ello, alternativas de transporte a emplear (tubería, barco, ferrocarril...).

<sup>175</sup> ZEP (2020). Op. cit. p. 46. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>176</sup> ZEP (2020). Op. cit. p. 54. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

- Grado de sensibilidad de los Gobiernos ante la importancia de la captura y almacenamiento para la supervivencia de la industria emisora de CO<sub>2</sub> en sus respectivos países.
- Respeto por los Gobiernos (y la Comisión Europea) del principio de neutralidad tecnológica.
- Percepción social favorable por tradición de explotación de recursos subterráneos o adversa por experiencias previas desafortunadas sobre almacenamiento de gas en el subsuelo.

Quizás la mejor manera de ilustrar la diferencia de actividad entre los EE. MM. sea el examen de la Figura 27<sup>177, 178, 179</sup>. La concentración de proyectos en las riberas del mar del Norte se explica por el resultado favorable de varios de los ítems listados anteriormente. Es evidente que la decisión de implantación de una nueva actividad que necesite la captura para su operación tendrá en cuenta este factor de disponibilidad de almacenamiento.

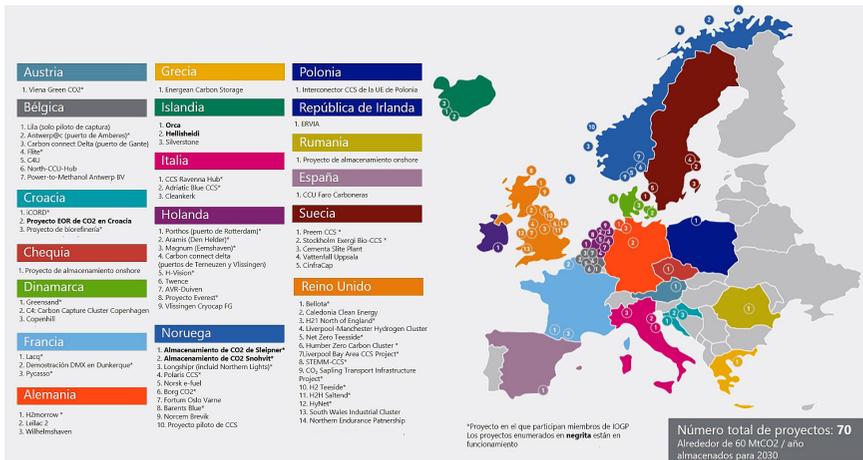


Figura 27. Instalaciones de CCUS existentes y previstas en la Unión Europea.  
Fuente: <https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-ccs-projects-in-europe/>

<sup>177</sup> International Association of Oil&Gas Producers, IOGP. En <https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-ccs-projects-in-europe/>. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>178</sup> La referencia anterior, además del mapa mostrado, incluye un cuadro sintético de características e hipervínculos a los sitios de internet de los diferentes proyectos, cuando están disponibles.

<sup>179</sup> La figura no incluye los proyectos del Innovation Fund, primera convocatoria, Large Scale (Figura 6) y Small Scale. Estos proyectos, para el caso de España, son CCU, no CCS.

En consecuencia, las regiones indicadas serán en principio (y sin entrar en otros factores) más competitivas en un Mercado Único descarbonizado. A ello es preciso añadir que grandes infraestructuras de almacenamiento (Northern Lights, el componente central de la iniciativa noruega Longship, con apoyo financiero gubernamental) suponen un polo de atracción de actividad industrial y posiblemente unos costes competitivos por economías de escala. Y además es altamente improbable que las instalaciones industriales que se van a conectar hubiesen decidido instalar captura sin esta opción de almacenamiento.

No incluido en el esquema anterior está el proyecto Pycasso<sup>180</sup>, que aprovecharía campos de gas agotados en el suroeste de Francia para almacenar CO<sub>2</sub> capturado y transportado desde diversas regiones del norte de España para ser almacenado conjuntamente con otras corrientes procedentes de las regiones francesas de Aquitania y Pirineos.

#### El transporte transfronterizo de CO<sub>2</sub>

El transporte transfronterizo terrestre de CO<sub>2</sub> supone un cierto número de retos desde la perspectiva legal y administrativa<sup>181</sup>, habida cuenta la presumible diferencia en requisitos legales de toda índole entre EE. MM. A pesar de la envolvente comunitaria genérica, es de sobra conocido que la atribución de funciones difiere no ya entre Estados, sino entre regiones dentro de los Estados. Lo que se traduce en que los procedimientos y calendarios son diferentes. La experiencia en el marco de la directiva TEN-E<sup>182</sup> con otro tipo de infraestructuras trasfronterizas en el seno de la Unión pone de manifiesto que la aplicación de los mecanismos previstos puede resultar en ralentización y retraso en los procedimientos. La revisión de la directiva en curso debería incluir previsiones para evitar bloqueos de facto por EE. MM. para los que la CCUS no entra entre sus prioridades para la reducción de emisiones.

<sup>180</sup> En el Carbon capture, utilisation and storage forum celebrado online el 11 de octubre de 2021 se anunció la firma del MoU del proyecto Pycasso de colaboración entre compañías de Francia y España para almacenamiento onshore en el suroeste de Francia, que permitiría almacenar 30 Mt/a capturado en los dos EE. MM. en un radio de 200 km. En el proyecto estarían involucrados el País Vasco, Aragón, Cataluña, Aquitania y Pirineos y estaría liderado por Repsol y LafargeHolcim entre otros.

<sup>181</sup> ZEP (2020). Op. cit. p. 67. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>182</sup> Ver Apartado «La revisión de la normativa TEN-E», página 223.

Desde el punto de estándares de diseño, no hay requisitos específicos en la mayoría de los países para las tuberías de CO<sub>2</sub> que afecten al diseño conceptual y operación. Resulta indispensable un marco de referencia suficientemente detallado por parte de la Comisión para evitar que los estándares sean distintos según tramos de la tubería, lo que es impracticable.

En relación con el transporte marítimo es preciso destacar una importante barrera, tan solo parcialmente resuelta. El Protocolo de Londres<sup>183</sup> prohíbe la exportación (y la importación) de CO<sub>2</sub> para CCS offshore. La enmienda presentada en 2009 para eliminar la prohibición no fue ratificada por un número de países suficiente, por lo que no entró en vigor. No obstante, en 2019 los firmantes del protocolo acordaron la posibilidad que aquellos signatarios que deseen participar en una red transfronteriza de CO<sub>2</sub> para CCS offshore pueden unilateralmente declarar la aplicación provisional de la enmienda y formalizar acuerdos con otros signatarios.

#### Reutilización de redes de gas

El empleo de infraestructuras existentes puede suponer importantes ahorros de costes y de plazos de puesta en servicio. En el mar del Norte, en los sectores de Noruega y del Reino Unido, hay más de 850 tuberías con una longitud total de 7.500 km que van a ser puestas fuera de servicio en los próximos años, lo que abre un potencial de reutilización que es conveniente explorar.

Es obvio que la viabilidad del cambio de uso debe analizarse exhaustivamente teniendo en cuenta factores técnicos y de seguridad, que han de evaluar no solo la compatibilidad de la infraestructura para el nuevo uso (presiones y composiciones) sino la evaluación de la integridad de los activos que se pretende reutilizar. Para mayor detalle, véase ZEP<sup>184</sup>.

#### La consideración de la CCS y la CCU en la taxonomía

La regulación de la taxonomía<sup>185</sup> incluye en su Artículo 10.e las actividades CCS y CCU entre las que tienen «contribución

<sup>183</sup> IMO. Convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter. En <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/London-Convention-Protocol.aspx>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>184</sup> ZEP (2020). Op. cit. p. 49. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>185</sup> Apartado «La captura en la Taxonomía» (p. 225).

sustancial a la mitigación del cambio climático» siempre que se obtenga una reducción neta de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>186</sup>.

Los criterios técnicos de selección<sup>187</sup> establecen la elegibilidad de la CCS en la Taxonomía, mientras que la CCU aún no está incluida, estando en estudio los criterios. Se excluyen actualmente todos los activos de transporte de CO<sub>2</sub> que sirvan para aportar CO<sub>2</sub> a instalaciones CCU, con independencia de la fracción que ello suponga sobre el total transportado (siendo el resto para CCS). Por lo tanto, el esquema actual descalifica a la totalidad de la infraestructura<sup>188</sup>. Se hace necesaria de manera urgente una revisión del ámbito de aplicación del esquema<sup>189</sup> y ZEP propone una redacción alternativa a la actual<sup>190</sup> cifrando en primera instancia un porcentaje máximo de CO<sub>2</sub> para CCU que debería ser revisado con el tiempo.

De no eliminarse esta barrera, las inversiones en CCU no tendrán cabida en los mecanismos de financiación sostenible y ello supondrá un importante freno a su despliegue.

### La captura en los Planes Integrados de Energía y Clima

El Reglamento 2018/1999 requería a los EE. MM. la presentación de los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNIEC en el caso español) antes de final del año 2019. Los citados planes han sido evaluados por la Comisión y tanto los

<sup>186</sup> «Substantial contribution to climate change mitigation that: increasing the use of environmentally safe carbon capture and utilisation (CCU) and carbon capture and storage (CCS) technologies that deliver a net reduction in greenhouse gas emissions».

<sup>187</sup> Commission Delegated Regulation (EU) .../... supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria... C/2021/2800 final. En [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI\\_COM:C\(2021\)2800](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C(2021)2800).

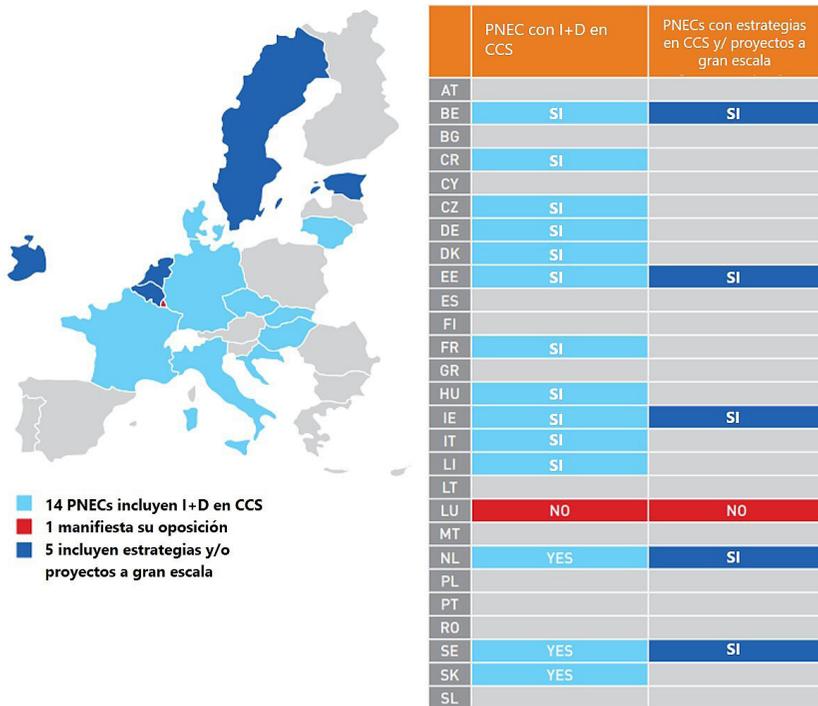
<sup>188</sup> Technical annex to the TEG final report on the European Union taxonomy. P. 316. [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business\\_economy\\_euro/banking\\_and\\_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf). Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>189</sup> ZEP (2020-2). Future-proofing the taxonomy regulation regarding CO<sub>2</sub> transport infrastructure. <https://zeroemissionsplatform.eu/future-proofing-the-taxonomy-regulation-regarding-co2-transport-infrastructure/>. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>190</sup> «Assets or activities that enable carbon capture and use (CCU) will deem all the connected elements of an existing transport network ineligible if the volume of CO<sub>2</sub> aimed for utilisation exceeds 20% of the total volume of CO<sub>2</sub> transported».

planes como la evaluación por la Comisión han sido hechos públicos<sup>191</sup>.

El examen de las estrategias a largo plazo de los EE. MM. proporciona una indicación de las actitudes nacionales hacia las tecnologías y en particular para el caso que nos ocupa de la captura. Una evaluación realizada por una asociación ajena a la Comisión<sup>192</sup> muestra que doce EE. MM. han incluido la implementación de actividades de investigación y desarrollo en CCS en sus respectivos planes, mientras que cinco EE. MM. han incluido el desarrollo de una estrategia y proyectos a gran escala para 2030. España no está en ninguna de las categorías, ver Figura 28.



**Figura 28. CCS en los Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC).**  
 Adaptado de: <http://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2020/04/NECPs-Factsheet-v2.pdf>

<sup>191</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en). Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>192</sup> «IOGP assessment of national energy and climate plans». P. 8. <http://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2020/04/NECPs-Factsheet-v2.pdf>. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

## La percepción social<sup>193</sup>

En términos generales, existe un conocimiento muy limitado de la necesidad y los beneficios de las tecnologías CCS y CCU. La percepción de la población en la Unión Europea en general, y en España en particular, es que la descarbonización de la economía descansa en las energías renovables, el vehículo eléctrico y más recientemente, pero de forma muy poco soportada técnica y económicamente, en el hidrógeno «verde». Se tiende a ver la CCS (sobre la CCU el desconocimiento es muy notable) como una herramienta para la perpetuación del uso de fósiles en instalaciones industriales, incluidas las de generación de electricidad. En algunos EE. MM., entre los que se encuentra España, no hay prevista ninguna acción al respecto, lo que indudablemente sitúa a la industria de nuestro país que necesita la captura de forma imprescindible<sup>194</sup> ante un panorama difícil, si no sombrío.

Por consiguiente, existe una gran necesidad de describir claramente el valor y también resaltar cómo CCS y las tecnologías CCU afectan la vida cotidiana de los ciudadanos de la Unión Europea y las opciones de los consumidores. Y cómo el recurso a ellas puede suponer en la actualidad opciones de coste más reducido que otras alternativas. Probablemente el mejor ejemplo sea el hidrógeno bajo en carbono, obtenible por SMR de gas natural con captura a un precio aun sensiblemente inferior al del electrolítico.

En consecuencia, es esencial una labor de pedagogía tanto con los responsables políticos, en la medida en que ello sea factible, como con los consumidores, para proporcionar información veraz y solvente que permita la formación de opiniones basadas en el conocimiento. Probablemente una de las plataformas de mayor interés en este sentido sea Bellona<sup>195</sup>, ONG noruega con más de 30 años de trayectoria.

Un ámbito relacionado con lo anterior, acerca de la percepción social, es la posición denominada NIMBY<sup>196</sup> en la que reacciones en contra se materializan por proximidad a las instalaciones y riesgos asociados, no solo en relación con la captura, sino con cualquier actividad. Esta posición afecta en menor medida a las

<sup>193</sup> CCUS SET-Plan (2021). Op. cit.

<sup>194</sup> Durante el tiempo necesario para que las tecnologías alternativas alcancen madurez y competitividad.

<sup>195</sup> <https://bellona.org/about-bellona>.

<sup>196</sup> Not in my back yard.

instalaciones de captura y uso que a las de transporte y desde luego que a las de almacenamiento tierra adentro, que ha sido prohibido en algunos EE. MM.

## Un análisis geoestratégico de la CCS y la CCU

### Marco de referencia

Como se ha puesto de manifiesto en la Sección 1.2., el objetivo de reducciones de emisiones del Acuerdo de París requiere el recurso a la CCS y la CCU, especialmente importante en sectores industriales con emisiones intrínsecamente difíciles de reducir, en los que las medidas de otra índole no serán suficientes para alcanzar los objetivos. Pero adicionalmente, estas dos alternativas tecnológicas desempeñan un papel relevante en un número de áreas adicionales.

La necesidad de aplicación de ambas herramientas<sup>197</sup> por los diferentes países se deriva en los compromisos adquiridos reflejados en las NDC, simple marco de referencia en relación con las rutas que los diferentes países tienen previsto seguir para cumplir los objetivos.

En el presente capítulo hemos realizado un ejercicio que permita poner de manifiesto las nuevas interrelaciones entre países que pueden derivarse del empleo de CCS y CCU para conseguir los objetivos de reducción de emisiones comprometidos. Por razones que se deducen de los apartados anteriores, el epicentro del análisis está en la Unión Europea, que con el compromiso de reducción de emisiones del 55% para 2030 está en primera línea de los objetivos de descarbonización.

### Categorización de países

La Tabla 8 establece una tipología de países en función de una serie de criterios relacionados con el contenido de este apartado. Ello permite poner en contexto la problemática que se analiza a continuación haciendo referencia a las peculiaridades de cada categoría.

<sup>197</sup> Con características distintivas entre CCS y CCU.

CATEGORÍA DE PAÍS O REGIÓN	COMPROMISO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES <sup>1</sup> A 2030	EMISIONES DE CO <sub>2</sub>	RECURSOS DE GAS Y PETRÓLEO	ALMACENAMIENTO GEOLOGICO PARA CCS <sup>2</sup> ...	...EN ÁREA DE INFLUENCIA DE LA UE PARA CCS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS RENOVABLES	CAPACIDAD/INTERÉS DE APROVECHAMIENTO DEL RECURSO RENOVABLE <sup>4</sup>	CAPACIDAD FINANCIERA	EJEMPLOS
1	3	3	0	2	n.a.	2	3	3	UNIÓN EUROPEA
2	2	3	3	3	0	3	3	3	ESTADOS UNIDOS
3	1	3	3	1	1	1	0	3	RUSIA
4	0	3	1	0	0	3	3	3	CHINA
5	3	2	1	3	3	2	3	3	REINO UNIDO
6	2	2	2	2	0	3	3	3	AUSTRALIA
7	1	1y2	2	3	0	1y2	1	0	COLOMBIA, MÉXICO
8	1	2	3	3	0	3	2	3	ARABIA SAUDI
9	1	1	0	0	0	3	3	1	CHILE
10	1	1	3	3	2	3	1	1	ARGELIA

**Tabla 8. Tipología de países cara a la geoestrategia de la captura. Escala de 1 (mínimo) a 3 (máximo)**

**1:** «1»: 25% de reducción o menor. «2»: reducción entre 25 y 50%. «3»: reducción superior al 50%.

**2.** «1»: ausente en la lista de los 20 mayores emisores. «2»: entre los puestos 6 y 20. «3»: entre los cinco primeros.

**3.** Localizado fundamentalmente en el mar del Norte, con trayectoria en exploración de petróleo y gas en alta mar.

**4.** Excluida hidroeléctrica.

Análisis de problemática sobre CCS aplicada a emisiones de fósiles e industriales

Sobre la distribución geográfica en la Unión Europea de capacidad de almacenamiento:

- La Unión Europea constituye una categoría en si misma de las incluidas en la Tabla 8, con el mayor compromiso de reducción de emisiones del Planeta (55% en 2030)<sup>198</sup> y la acción política y legislativa más importante, contribuyendo en la actualidad al 10% aproximadamente de emisiones globales de CO<sub>2</sub>.
- Por consiguiente, es necesario el recurso a todas las herramientas de descarbonización, incluida la captura para almacenamiento para reducir emisiones de activos industriales existentes.
- La Unión Europea tiene evaluada de forma preliminar la capacidad de almacenamiento, tanto onshore como

<sup>198</sup> Tras el Reino Unido, con el 68% de reducción comprometido en 2030 sobre los niveles de 1990. En <https://www.gov.uk/government/publications/the-uks-nationally-determined-contribution-communication-to-the-unfccc>. Consulta el 30 de diciembre de 2021

offshore<sup>199</sup>. Como ha sido indicado anteriormente, la opción offshore es la más factible desde el punto de vista de la percepción pública.

- d) Los reservorios están ubicados en el mar del Norte y se basan en yacimientos de gas agotados. Los países que los han explotado poseen las capacidades técnicas y los recursos tecnológicos para las operaciones de inyección, monitorización y verificación.

Se concluye que existe una clara ventaja de Bélgica, Holanda, Alemania, Polonia, Suecia e incluso Francia, que tendrán acceso a las instalaciones de almacenamiento que están siendo puestas a punto por Noruega<sup>200</sup>, sobre una base comercial<sup>201</sup>. El resto de países de la Unión Europea, en particular los del sur de Europa, se verán obligados, para acceder a la plataforma Northern Lights, la más madura de las que están en desarrollo, al transporte por vía marítima del CO<sub>2</sub>, con los costes asociados y la huella de carbono correspondiente. El resultado es mayor dificultad para la permanencia de la actividad industrial emisora de CO<sub>2</sub> en el grupo de países indicado.

Sobre las alternativas para países del sur de Europa:

- a) Los países del sur de Europa tienen en fase muy temprana dos alternativas con radio de influencia muy limitado, el proyecto onshore Pycasso<sup>202</sup> en el sureste de Francia y el CCS Ravenna Hub<sup>203</sup> para almacenamiento offshore con entradas en servicio previstas alrededor de 2030. Por consiguiente, su contribución al compromiso de descarbonización para esa fecha es nula.
- b) En la Tabla 8 la Categoría 10 comprende países en el área de influencia de la Unión Europea con trayectoria en la

<sup>199</sup> Poulsen, N. et al. (2015). Assessment of the CO<sub>2</sub> storage potential in Europe (CO<sub>2</sub>stop). En [https://ec.europa.eu/energy/studies\\_main/final\\_studiesassessment-co2-storage-potential-europe-co2stop\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studiesassessment-co2-storage-potential-europe-co2stop_en?redir=1). Consulta el 26 de diciembre de 2021.

<sup>200</sup> Noruega no forma parte de Unión Europea, aunque sí de la European Economic Area (EEA).

<sup>201</sup> <https://www.rechargenews.com/transition/carbon-storage-as-a-service-norway-backs-800m-big-oil-led-co2-capture-flagship/2-1-931496>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>202</sup> Pyrenean carbon abolition through sustainable sequestration operations. Véase apartado «Retos técnicos y operativos» (p. 273).

<sup>203</sup> <https://www.eni.com/en-IT/operations/storage-reuse-co2.html>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

explotación de yacimientos subterráneos de petróleo y gas. El exponente más claro es Argelia, sede del proyecto In-Salah<sup>204</sup> que permitió el desarrollo de validación no solo de técnicas de inyección, sino de modelización, monitorización y verificación por parte de compañías de relevancia en el sector.

Se concluye que desde el punto de vista técnico, la alternativa de almacenamiento en países del norte de África es en principio factible, para dar servicio<sup>205</sup> a países del sur de Europa. No obstante, a día de hoy el interés primordial de estos países, es comercializar gas natural antes que recibir CO<sub>2</sub>, pero es una alternativa de futuro que conviene retener.

Sobre el caso particular del Reino Unido:

- a) El Reino Unido (Categoría 5 en la Tabla 8) es el país del hemisferio occidental con más proyectos de captura y almacenamiento, ello derivado de un conjunto de factores muy favorables: yacimientos agotados de petróleo y gas, tecnología y experiencia acreditadas, instalaciones potencialmente reutilizables, agregaciones de industrias emisoras en entornos costeros próximos a los reservorios y fuerte compromiso de reducción de emisiones.
- b) Hasta el brexit, el Reino Unido era un actor principal en la estrategia europea de CCS formando parte activa de las actuaciones en todos los ámbitos, recibiendo cuantiosos fondos de todos los programas comunitarios.
- c) Las complejas relaciones con la Unión Europea tras el brexit no alimentan, a día de hoy, una opinión favorable al establecimiento de marcos de colaboración efectivos en el ámbito de la CCS.

Se concluye que no parece fácil a día de hoy que las enormes capacidades del Reino Unido en CCS se pongan al servicio de las necesidades de la Unión Europea. Ello incrementa la importancia estratégica del proyecto noruego.

Sobre la externalización de la CCS «indirecta»:

- a) En el apartado «Obtención de hidrógeno bajo en carbono» (p. 215) se puso de manifiesto el importante papel de la CCS

<sup>204</sup> Ringrosea, P. S. et al. (2013). «The In-Salah CO<sub>2</sub> storage project: lessons learned and knowledge transfer». *Energy Procedia* 37. Pp. 6.226-6.236. En <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551>. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>205</sup> Poniendo en práctica el concepto de captura como servicio, CCS as a service.

(y eventualmente la CCU) como facilitador del despliegue rápido de hidrógeno bajo en carbono para la puesta a punto de cadenas de valor de hidrógeno.

- b) La aplicación de CCS a SMR en aquellos emplazamientos en los que ello resulte factible supone una vía muy rápida, efectiva, tecnológicamente madura y con incremento de costes limitado para obtener un hidrógeno con huella de carbono reducida.
- c) Pero si no hay posibilidad de almacenamiento geológico, la vía hidrógeno bajo en carbono queda limitada considerablemente, pues los tonelajes que es posible dedicar a CCU son pequeños en comparación con las producciones.
- d) Por consiguiente, es posible pensar que países con capacidad de almacenamiento geológico, no en el área de influencia de la Unión Europea para estos fines, y con recursos de gas natural, se planteen la producción a gran escala de hidrógeno bajo en carbono para satisfacer necesidades de la Unión. Este hidrógeno sería transportado como tal, o preferentemente como amoníaco o como LOHC<sup>206</sup>.
- e) En este grupo estarían las categorías 10 (Argelia) y 8 (Arabia Saudí) entre otras. De ponerse en práctica esta vía, en lugar de exportar gas natural, se exportaría hidrógeno bajo en carbono, sujeto a garantías de origen<sup>207</sup> y CBAM.

Se concluye que existe una posibilidad de que determinados países exporten a la Unión Europea hidrógeno bajo en carbono en lugar de gas natural, habida cuenta las necesidades derivadas de los compromisos de descarbonización. No obstante, este planteamiento, que hemos denominado CCS «indirecta», colisiona con que la vida útil de los nuevos activos que sería preciso poner en servicio es presumiblemente superior al de la entrada en competitividad de hidrógeno electrolítico, máxime si los países potencialmente proveedores tienen recursos renovables (sol, particularmente) muy notables. Ello afectaría a la seguridad de suministro que el recurso a fuentes renovables autóctonas persigue.

Sobre la fabricación de productos «verdes»:

- a) Para que una inversión en el marco de la Unión Europea pueda acceder a financiación sostenible ha de cumplir unos

<sup>206</sup> LOHC: Liquid organic hydrogen carriers.

<sup>207</sup> IRENA (2020). Op. cit. P. 29.

requisitos fijados en los technical screening criteria de la taxonomía<sup>208</sup>. Ello se traduce en una serie de requisitos, interesando aquí los referentes a la intensidad o huella de carbono de los productos, que afectan a las instalaciones en el territorio de la Unión Europea.

- b) En algunos países, como Australia (Categoría 6 en Tabla 8) se plantea aprovechar los ingentes recursos renovables para acometer inversiones en fabricación de productos con baja huella en carbono, empezando con el acero<sup>209</sup>, para acceder a mercados globales. En la lista a futuro están también cemento, aluminio, combustibles sintéticos y otros productos.
- c) La distancia de transporte a mercados europeos es una desventaja para Australia, pero no lo es para países en orilla sur del Mediterráneo<sup>210</sup> y por supuesto del golfo Pérsico.
- d) Estas cuantiosas inversiones no están sujetas al reglamento taxonómico, aunque el acceso a financiación de proyectos por parte de fondos de inversión está cada vez más asociado al cumplimiento de estándares ESG.

Se concluye que es imprescindible una combinación adecuada y sin dilaciones del tratamiento en el reglamento ETS de los sectores considerados en fuga de carbono<sup>211</sup> con las disposiciones en preparación sobre certificación y CBAM que se han descrito en el Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218).

#### Análisis de problemática sobre CCU: la fabricación de building blocks para la industria

- a) La Tabla 5 ilustra que hay rutas CCU en suficiente grado de madurez para fabricar metano y metanol, entre otros pro-

<sup>208</sup> EU taxonomy compass. En [https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/tool/index\\_en.htm](https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/tool/index_en.htm). Consulta el 27 de diciembre de 2021.

<sup>209</sup> Grattan Institute (2020). Start with steel: a practical plan to support carbon workers and cut emissions. P. 18. En <https://grattan.edu.au/report/start-with-steel/>. Consulta el 27 de diciembre de 2020.

<sup>210</sup> En 2017 el grupo LafargeHolcim inauguró una planta de cemento de última tecnología en Argelia.

En <https://www.holcim.com/lafargeholcim-inaugurates-new-cement-plant-algeria>.

<sup>211</sup> Decisión Delegada (UE) 2019/708 de la Comisión, de 15 de febrero de 2019, que completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo referente a la determinación de los sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono para el período 2021-2030. [http://data.europa.eu/eli/dec\\_del/2019/708/oj](http://data.europa.eu/eli/dec_del/2019/708/oj).

ductos básicos, a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno. Y también combustibles sintéticos sustitutos de los de origen fósil.

- b) Idealmente tanto el hidrógeno como el CO<sub>2</sub> deben ser totalmente renovables para que los productos tengan una huella de carbono extraordinariamente baja, factor de importancia si la retención del carbono en el producto es de baja duración. En el caso del hidrógeno ello requiere electricidad que tenga esta característica y en el caso del CO<sub>2</sub>, que su origen sea biogénico o del aire.
- c) En la Tabla 8, los países del Grupo 8 (Arabia Saudí) aúnan disponibilidad de CO<sub>2</sub> al menor coste de la Orden de Mérito (Figura 22), disponibilidad de recursos renovables, capacidad financiera para acometer proyectos CCU y posibilidad de exportación por vía marítima a la Unión Europea.
- d) Los países del Grupo 9 cuentan con recursos renovables en emplazamientos donde no hay disponible CO<sub>2</sub> fósil. En un esquema de proceso cuyo plan de negocio no resulta fácil de vislumbrar, se plantea la fabricación de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno electrolítico y CO<sub>2</sub> de DAC<sup>212</sup>. El combustible será transportado a los lugares de consumo desde distantes puertos en la costa del Pacífico en el sur de Chile hasta Europa. La huella de carbono de esta etapa deberá ser evaluada y computada cuidadosamente.

Se concluye que en determinadas geografías con condiciones de contorno favorables se plantea la posibilidad de fabricar vía CCU productos para abastecer el mercado de la Unión Europea. Los productos en cuestión gaseosos (metano) o líquidos, no plantean ninguna dificultad para su transporte. Ello conlleva un riesgo para la industria europea cuya pervivencia debe descansar en dos herramientas: la certificación de huella de carbono y el mecanismo CBAM, ambos en elaboración por la Comisión.

## Resumen y conclusiones

1. La captura de CO<sub>2</sub> tiene un papel relevante como herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones establecidos a escala internacional y de la Unión

<sup>212</sup> <https://newsroom.porsche.com/es/2021/compania/PLA-es-porsche-comienza-construccion-primera-planta-produccion-efuel-comercial-co2-neutral-chile-25691.html>. Consulta el 5 de enero de 2022.

Europea. Sin la captura no será posible alcanzar los objetivos de emisiones netas igual a cero en 2050.

2. En el sector industrial, una de cada tres toneladas que es preciso dejar de emitir necesita procesos de esta naturaleza, al ser la alternativa tecnológica que a día de hoy permite la reducción de emisiones en instalaciones existentes de sectores con emisiones difíciles de evitar.
3. La captura de CO<sub>2</sub> tiene una doble funcionalidad dependiendo de si el CO<sub>2</sub> capturado se destina a almacenamiento geológico (CCS) o a su transformación ulterior en productos químicos, combustibles o materiales inorgánicos, entre otros (CCU).
4. La CCS es la única tecnología que aporta emisiones «negativas» al posibilitar la retirada de CO<sub>2</sub> de la atmósfera por vía directa o indirecta, capturando y almacenando geológicamente CO<sub>2</sub> del aire atmosférico o de la combustión/gasificación de biomasa, respectivamente.
5. El paquete legislativo denominado Fit for 55, en preparación por la Comisión Europea, contiene un conjunto de disposiciones, nuevas y revisadas, en las que la CCU tiene un papel relevante, acorde con su importancia estratégica.
6. Ese papel debe configurarse de forma que se preserve la competitividad y el empleo industriales en la Unión Europea en un marco que ofrezca predictibilidad, seguridad jurídica, genere interés por la inversión en captura y ofrezca mecanismos de protección de los productos europeos descarbonizados, como el denominado CABM. Todo lo anterior debe permitir configurar modelos de negocio sólidos y atractivos.
7. En relación con ello, la Taxonomía Europea para la Financiación Sostenible debe incluir la CCU y los activos de transporte para esta finalidad entre las tecnologías elegibles, lo que no ocurre a día de hoy.
8. La CCU no constituye una vía relevante desde el punto de vista cuantitativo para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, pero es una herramienta efectiva para minorar las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en el ámbito de la economía circular (reutilización de CO<sub>2</sub>), contribuyendo a la seguridad de suministro en la Unión Europea.
9. Es imprescindible la aplicación de metodologías de cálculo del balance de carbono en procesos CCU, de forma que

sea posible certificar la huella de carbono de los productos obtenidos, y así cuantificar el potencial de mitigación de las diversas rutas. Ello debe abrir la vía para la inclusión de la CCU en la taxonomía.

10. En los Planes Integrados de Energía y Clima presentados a la Comisión, doce EE. MM. prevén actividades de investigación y desarrollo en captura y cinco contemplan proyectos a gran escala. España no forma parte de ninguno de los dos grupos anteriores.
11. Entre los productos que es posible obtener mediante CCU, con nivel de desarrollo tecnológico próximo a la disponibilidad comercial, se encuentra el metanol, base para la que denominamos nueva «carboquímica», y los combustibles sintéticos, también llamados ecocombustibles, perfectamente compatibles con infraestructuras y motorizaciones actuales de cualquier naturaleza.
12. Existe un cierto número de procesos CCU en desarrollo que suponen gran simplificación con respecto a los actuales con el consiguiente ahorro de costes. La disponibilidad de los mismos a escala suficiente supondrá una sustancial mejora de competitividad para las nuevas rutas CCU con respecto a las tradicionales.
13. La priorización de las fuentes de CO<sub>2</sub> para CCU, pero también para CCS, debe incluir un conjunto de parámetros técnicos, económicos y medioambientales que es preciso examinar caso a caso teniendo en cuenta además la naturaleza, capacidad y demanda de los procesos de conversión que completan la cadena de valor de la CCU.
14. Los cuatro sectores industriales en los que la captura ha de tener un papel relevante son: siderurgia, cemento, productos químicos y petroquímicos, y refino de petróleo. Las emisiones de los tres primeros suponen el 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del planeta, de las que China concentra la mitad.
15. La aplicación de captura en estos sectores, así como en otros de menor contribución en términos relativos, implica costes de fabricación adicionales, característica que es compartida por las alternativas tecnológicas en desarrollo de reducción de emisiones. En el caso de la Unión Europea, el riesgo de deslocalización derivado de lo anterior debe contrarrestarse con medidas efectivas dentro del paquete Fit for 55.

16. En relación con el modelo de negocio para la CCS, los tres elementos de la cadena de valor (captura, transporte y almacenamiento) suponen actividades de índole muy diferente a ser acometidas por operadores especializados de diferentes sectores y que requieren cuantiosas inversiones, para las que se puede dar un complejo desacople temporal.
17. Para el caso particular de la captura de CO<sub>2</sub> del aire, además de la necesidad de un riguroso balance de carbono, no se identifica un modelo de negocio que permita abordar las inversiones necesarias y los costes de operación asociados. Ello en ausencia de mecanismos específicos de índole pública o filantrópica que retribuyan los costes derivados de la retirada definitiva de CO<sub>2</sub> de la atmósfera para su almacenamiento geológico definitivo.
18. En el caso de la CCU, el CO<sub>2</sub> alimenta a procesos que no están aún plenamente disponibles a escala comercial y que deben utilizar en numerosos casos hidrógeno bajo en carbono y/o renovable producido por electrólisis. Los productos así obtenidos no son competitivos a día de hoy con los producidos a partir de combustibles fósiles.
19. La reducción de CAPEX siguiendo las curvas de aprendizaje y de OPEX por reducción de precio y gestionabilidad de la electricidad renovable, unido a las previsiones de la directiva ETS en revisión, deben modificar sustancialmente el escenario descrito en el punto anterior.
20. Las industrias con captura formando parte de agrupaciones –clusters– y conectadas a centros logísticos de recepción y expedición de CO<sub>2</sub> –hubs– ubicados en radios económicos de transporte a los lugares de almacenamiento parten de grandes ventajas competitivas, aunque el transporte transfronterizo y marítimo de CO<sub>2</sub> tiene importantes barreras por superar.
21. En el caso de la Unión Europea ello se da en las costas del mar del Norte, por lo que hay numerosas iniciativas en desarrollo, algunas de ellas con previsión de entrada en operación en los próximos años.
22. Los países del sur de Europa carecen de estas iniciativas, de lo que se deriva que la industria localizada en ellos necesitada de captura tendrá mayores dificultades para la implementación de la misma y por tanto para su supervivencia.

23. La opción de almacenamiento en países del norte de África, con pruebas piloto culminadas con éxito hace unos años se antoja de gran interés potencial, pues puede resultar atractiva para países a ambos lados del Mediterráneo, en la medida que los campos de gas agotados ofrecen la oportunidad de un nuevo modelo de negocio, aprovechando además infraestructuras existentes. Creemos que esta alternativa debería ser explorada a la mayor brevedad posible, en una transacción bidireccional de gas natural y CO<sub>2</sub>.
24. Desde un punto de vista geoestratégico, el brexit supone dificultades de nueva índole para que los EE. MM. puedan acceder a los almacenamientos geológicos en alta mar de los que el Reino Unido dispone y para cuya explotación cuenta con tecnología y experiencia.
25. Existe la posibilidad de que determinados países exporten a la Unión Europea hidrógeno bajo en carbono producido a partir de gas natural con captura de CO<sub>2</sub>, habida cuenta las necesidades del citado vector energético derivadas de los compromisos de descarbonización. Esta CCS «indirecta», colisiona con que la vida útil de los nuevos activos que sería preciso poner en servicio es presumiblemente superior al de la entrada en competitividad de hidrógeno electrolítico, máxime si los países potencialmente proveedores tienen recursos renovables (sol, particularmente) muy notables.
26. Es imprescindible una combinación adecuada y sin dilaciones de: a) el tratamiento en el reglamento de comercio de emisiones de los sectores considerados en fuga de carbono; b) las disposiciones en preparación sobre certificación de huella de carbono; y c) el mecanismo de ajuste de carbono en frontera, todo ello para evitar que la Unión Europea se convierta en importador neto de productos «verdes» (acero, cemento, fertilizantes y otros) fabricados en países con ingentes recursos renovables y capacidades de almacenamiento geológico.
27. Esto ya se puede evidenciar en determinadas geografías con condiciones de contorno favorables (Oriente Medio, norte de África, Australia y Chile) que plantean en la actualidad en algunos casos llevar a cabo la fabricación de productos vía CCU, como ecocombustibles y productos químicos (metanol) que son comercializados y transportados sin ninguna dificultad técnica, con el consiguiente riesgo para la industria europea.

## Listado de acrónimos

ACV:	Análisis de ciclo de vida
ASU:	Unidades de destilación criogénica del aire
BECCS:	Captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía
BECCU:	Captura y empleo de carbono procedente de bioenergía
BEI:	Banco Europeo de Inversiones
CAPEX:	Inversión de capital
CBAM:	Mecanismo de ajuste de carbono en frontera
CCGN:	Ciclo combinado de gas natural
CCS:	Captura y almacenamiento de carbono
CCU:	Captura y empleo de carbono
CDR:	Eliminación de dióxido de carbono
CEF:	Connecting Europe Facility
DACCS:	Captura directa del aire para almacenamiento
DACCU:	Captura directa del aire para empleo
EDS:	Escenario de desarrollo sostenible
EE. MM.:	Estados Miembros de la Unión Europea
EEP:	Escenario energético planificado de IRENA
EOR:	Recuperación mejorada de petróleo
ESG:	Environmental, social and governance
ETS:	Sistema de comercio de derechos de emisión
FEED:	Front end engineering design
F-T:	Síntesis Fischer-Tropsch
GCCSI:	Global CCS Institute
GN:	Gas natural
IEA:	Agencia Internacional de la Energía
IEAGHG:	Programa de gases de efecto Invernadero de la IEA
IPCC:	Panel intergubernamental de expertos sobre cambio climático

IRENA:	Agencia Internacional de la Energía Renovable
NDC:	Contribución determinada a nivel nacional del Acuerdo de París
OPEX:	Costes de operación
PCI:	Proyectos de interés común
PDA:	Project Development Assistance
RCF:	Combustibles de carbono reciclado
REDII:	Directiva de energías renovables
RFNBO:	Combustibles renovables de origen no biológico
SET-Plan:	Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas
SMR:	Reformado con vapor de metano
TEN-E:	Infraestructuras energéticas Transeuropeas
TRL:	Niveles de desarrollo tecnológico
UE:	Unión Europea
W-t-E:	Waste-to-Energy
ZEP:	Zero emissions platform



## Composición del grupo de trabajo

<b>Presidente</b>	<b>D. Claudio Aranzadi</b> <i>Ingeniero industrial y economista. Exministro de Industria y Energía.</i>
<b>Secretario</b>	<b>D. Víctor Baz Salas</b> <i>Subdirector de Relaciones Internacionales D.G. Transición Energética, Tecnología, Institucionales &amp; Adjunto al CEO, Repsol.</i>
<b>Coordinador</b>	<b>D. Felipe Sánchez Tapia</b> <i>Coronel del Ejército de Tierra. Analista del IEEE.</i>
<b>Vocales:</b>	<b>D. Gonzalo Sanz Alisedo</b> <i>Vicealmirante jefe de la División de Planes del Estado Mayor de la Armada.</i>
	<b>Dña. Jennifer Winter</b> <i>Profesora adjunta del Departamento de Economía y directora científica de la División de Investigación de Política Energética y Medioambiental de la Escuela de Políticas Públicas de la Universidad de Calgary.</i>
	<b>D. Alberto Pinedo Lapeña</b> <i>National Tech Officer (NTO) y responsable de ciberseguridad en España, Microsoft.</i>
	<b>D. Vicente Cortés Galeano</b> <i>Catedrático de Ingeniería Química y presidente de Inerco Corporación.</i>
	<b>D. Benito Navarrete Rubia</b> <i>Catedrático de escuela universitaria, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla.</i>



## Colaboradores en la edición de esta obra

**Dña. Ana Belén Padilla Moreno**

*Coordinadora de proyectos, Club Español de la Energía; Secretaría general, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía.*

**D. Jalal Chakkour Akhrif**

*Gerente de Relaciones Internacionales.  
D.G. Transición Energética, Tecnología,  
Institucionales & Adjunto al CEO, Repsol.*

**D. Alfonso Méndiz Guerra**

*Capitán del Ejército de Tierra, IEEE.*

Patrocinador principal



Patrocinador

