Mitigar sin retrasar

Criterios para evaluar soluciones de descarbonización

Octubre de 2026

ecodes
tiempo de actuar

La mitigación del cambio climático exige una reducción rápida, profunda y sostenida de las emisiones globales durante esta década. Este mandato se deriva del Acuerdo de París, que establece el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media global muy por debajo de los 2 °C y proseguir los esfuerzos para limitarlo a 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales. En los últimos años, este marco se ha reforzado tanto desde la evidencia científica, focalizada en los informes del IPCC, como desde el derecho internacional, incluyendo la opinión consultiva de la Corte Internacional de Justicia, que subraya la responsabilidad de los Estados para actuar frente al cambio climático de acuerdo con sus obligaciones internacionales.

Sin embargo, la forma en que se define qué cuenta como “solución climática” se ha convertido en un terreno de disputa política, económica y tecnológica. Bajo el principio de neutralidad tecnológica, recurrente en el debate europeo, se presentan a menudo como equivalentes opciones con impactos, plazos, costes y riesgos muy diferentes: desde la eficiencia energética, la implantación de energías renovables y la electrificación directa, hasta tecnologías aún inciertas, costosas o difícilmente escalables, como la captura y almacenamiento de carbono, determinadas formas de remoción de carbono, el hidrógeno bajo en carbono o la compensación de emisiones.

Desde ECODES consideramos que esta equiparación resulta confusa. La emergencia climática no permite tratar todas las opciones como intercambiables. Las decisiones que se adopten en esta década determinarán si la transición se orienta hacia una reducción real, estructural y verificable de emisiones o si, por el contrario, consolida nuevas formas de dependencia fósil, retraso tecnológico y desplazamiento de impactos ambientales y sociales.

Por ello, es necesario establecer una jerarquía clara de soluciones de descarbonización. Deben priorizarse aquellas medidas que reduzcan emisiones de forma inmediata, estructural, verificable y justa. Estas soluciones no solo contribuyen a la mitigación, sino que generan beneficios adicionales en términos de salud pública, seguridad energética, empleo local, reducción de desigualdades sociales y resiliencia económica.

Al mismo tiempo, existen tecnologías que pueden desempeñar un papel complementario en sectores difíciles de descarbonizar, siempre que se apliquen bajo criterios estrictos. Estas opciones no deben descartarse de forma absoluta, pero tampoco deben ocupar el centro de la estrategia climática ni utilizarse para justificar la continuidad de infraestructuras fósiles, retrasar soluciones disponibles o absorber recursos públicos que deberían dirigirse prioritariamente hacia medidas probadas, escalables y socialmente justas.

Finalmente, deben identificarse con claridad las falsas soluciones. Aquellas propuestas que, pese a presentarse como climáticas, retrasan la reducción real de emisiones, prolongan el uso de combustibles fósiles, generan nuevos impactos ambientales, trasladan costes a comunidades vulnerables o debilitan la ambición climática mediante promesas futuras difíciles de verificar.

Este documento tiene como objetivo construir una base de investigación para orientar un posicionamiento de ECODES sobre mitigación y soluciones de descarbonización. Su propósito no es elaborar una lista cerrada de tecnologías aceptables o rechazables, sino definir criterios políticos y técnicos que permitan distinguir entre soluciones transformadoras, soluciones condicionadas y falsas soluciones. La cuestión central no es solo qué tecnologías existen, sino cuáles deben recibir prioridad, financiación y legitimidad pública en una transición justa, rápida y coherente con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

1. Criterios para evaluar soluciones de descarbonización

1.1. Impacto climático real y reducción absoluta de emisiones

La primera pregunta para evaluar cualquier solución de mitigación debe ser si contribuye a una reducción real, absoluta y verificable de emisiones, especialmente antes de 2030. La ciencia climática es clara: el nivel máximo de calentamiento depende, en gran medida, de las emisiones acumuladas de CO_2 hasta alcanzar el cero neto, así como de la evolución de otros gases de efecto invernadero, en particular el metano. Por ello, una solución climática no puede evaluarse únicamente por su potencial teórico a largo plazo, sino por su capacidad efectiva para reducir emisiones en los plazos exigidos por las trayectorias compatibles con el 1,5 °C.

El IPCC señala que las reducciones profundas de gases de efecto invernadero antes de 2030 y 2040 reducen el pico de calentamiento, disminuyen la probabilidad de superar temporalmente los límites de temperatura y reducen la dependencia futura de emisiones negativas. Además, muestra que ya existen múltiples opciones de mitigación con capacidad de contribuir de forma significativa a la reducción de emisiones en 2030, especialmente en la producción energética, la gestión de la demanda, el transporte, los edificios, la industria y el uso del suelo. Por tanto, la brecha principal no es la ausencia de soluciones sino la insuficiente velocidad, escala y coherencia de su implementación.

UNEP refuerza esta tesis en el documento *Emissions Gap Report 2025*. Para alinearse con una trayectoria compatible con el 1,5 °C, las emisiones anuales en 2035 deberían situarse un 55% por debajo de los niveles de 2019. Además, en un escenario de "acción rápida desde 2025", orientado a limitar el *overshoot* a unos 0,3 °C (limitar el pico a 0,3 °C implica que la temperatura máxima no supere los 1,8 °C) y volver a 1,5 °C en 2100, las emisiones deberían caer un 26% en 2030 y un 46% en 2035 respecto a 2019. Estas cifras muestran que la prioridad debe situarse en reducciones inmediatas y sostenidas de emisiones, no en promesas de neutralidad futura ni en una dependencia excesiva de remociones posteriores.

Desde esta perspectiva, una medida no debería considerarse climáticamente robusta solo porque pueda contribuir a una reducción futura o porque encaje en una contabilidad de "neutralidad climática". Debe demostrar que reduce emisiones en origen, que evita nuevas emisiones acumuladas, y que no desplaza el esfuerzo hacia compensaciones, remociones futuras o tecnologías todavía no disponibles a escala.

Por ello, las medidas de mitigación deben generar una reducción neta real de emisiones, y cumplir con criterios de adicionalidad, trazabilidad y compatibilidad con trayectorias de 1,5 °C. La adicionalidad implica que la reducción no habría ocurrido en ausencia de la medida; la trazabilidad exige que la reducción pueda medirse,

atribuirse y verificarse; y la compatibilidad con el 1,5 °C requiere que la medida contribuya a reducciones absolutas en los plazos científicos relevantes, no solo en balances contables a largo plazo.

Este último criterio es especialmente relevante para las remociones y compensaciones de carbono. El IPCC reconoce que las remociones de CO_2 serán necesarias para contrarrestar emisiones residuales difíciles de eliminar y, en algunos escenarios, para reducir la temperatura tras un posible *overshoot*. Sin embargo, también advierte que una mayor acción climática temprana reduce la dependencia futura de emisiones negativas o remociones. Carbon Market Watch, en la misma línea, defiende separar los objetivos y políticas de reducción de emisiones, protección de sumideros naturales y desarrollo de remociones permanentes, para evitar que estas sean utilizadas como sustituto de reducciones reales en origen.

1.2. Escala, madurez y plazo de despliegue

Una vez demostrado que una solución puede reducir emisiones reales, se debe evaluar si puede hacerlo a tiempo y a escala suficiente. En el contexto de la emergencia climática, no basta con que una tecnología tenga potencial en 2050. Como criterio, debe mostrar capacidad de despliegue antes de 2030/2035, cuando todavía es posible limitar el calentamiento y reducir la magnitud del *overshoot*.

Este riesgo, superar temporalmente el umbral del 1,5 °C, no equivale a abandonar el objetivo del Acuerdo de París, pero sí implica mayores daños climáticos, económicos, sociales y ecológicos. Cuanto mayor sea la magnitud y duración del rebasamiento, mayores serán los impactos sobre personas, ecosistemas e infraestructuras. Y mayor será también la dependencia futura de remociones de carbono para intentar reducir la temperatura posteriormente. Por ello, limitarlo exige actuar ya con soluciones maduras y disponibles, no desplazar la carga de mitigación hacia tecnologías futuras o inciertas.

De esta manera, la madurez tecnológica se convierte en un criterio central. El IPCC identifica un amplio conjunto de opciones de mitigación con potencial de reducción para 2030 y compara sus costes y capacidades sectoriales. Esto permite diferenciar entre medidas que ya pueden desplegarse en esta década y opciones que dependen de desarrollos futuros, nuevas infraestructuras, cadenas de suministro, modelos de negocio o marcos regulatorios aún inmaduros.

Este criterio de madurez es especialmente relevante para tecnologías como captura de carbono, uso y almacenamiento (CCS), captura directa del aire y almacenamiento (DACCS), bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS), hidrógeno bajo en carbono o combustibles sintéticos. Aunque algunas de estas opciones pueden desempeñar un papel específico en sectores difíciles de descarbonizar, su despliegue a escala no garantizado en los plazos necesarios impide situarlas en el centro de las estrategias de mitigación.

Las remociones de carbono (CDR) ilustran bien este problema. El IPCC reconoce que serán necesarias, pero su papel debe entenderse como complementario y

limitado. Cuanto más se retrase la reducción de emisiones en origen, mayor será la cantidad de CDR necesaria en el futuro, y más difícil será garantizar su viabilidad en términos de coste, escala, permanencia, energía, territorio y sostenibilidad ambiental.

Por tanto, una estrategia climática robusta debe priorizar primero las soluciones que ya pueden reducir emisiones de forma rápida, verificable y con un coste eficiente en base a su efectividad. Y reservar las tecnologías menos maduras o más inciertas para usos residuales, claramente justificados y regulados. En términos de política pública, esto implica orientar financiación, regulación y planificación hacia las opciones disponibles en esta década, evitando que promesas tecnológicas a 2050 retrasen decisiones necesarias antes de 2030.

1.3. Coste de oportunidad y uso de recursos públicos

La mitigación climática se desarrolla en un contexto de recursos públicos, capacidad administrativa y tiempo político limitados. Por tanto, financiar el desarrollo de una opción tecnológica operativa en el futuro implica, en la práctica, no financiar otras a la escala y velocidad necesarias. Este coste de oportunidad es central en una década en la que las decisiones de inversión pueden acelerar la reducción de emisiones o, por el contrario, consolidar infraestructuras, mercados y dependencias incompatibles con trayectorias del 1,5 °C.

El IPCC estima que las opciones de mitigación con un coste igual o inferior a 100 USD/tCO_2e podrían reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero en al menos la mitad del nivel de 2019 para 2030. Más de la mitad de ese potencial correspondería a opciones con costes inferiores a 20 USD/tCO_2e, incluyendo contribuciones importantes de la implantación de energía solar y eólica, la eficiencia energética, la reducción de la conversión de ecosistemas naturales y la reducción de metano en la minería de carbón, en la producción de petróleo y gas y la gestión de los residuos.

Esta estimación de la ciencia refuerza una idea clave: los recursos públicos son limitados y destinarlos a soluciones inciertas, lentas o con riesgo de *lock-in fósil* tiene un coste de oportunidad. Por ello, los recursos públicos deben orientarse prioritariamente hacia soluciones con mayor impacto climático inmediato, menor riesgo de *lock-in fósil*, beneficios sociales claros y capacidad de despliegue rápido: eficiencia energética, reducción de demanda, implantación de energías renovables, electrificación directa, rehabilitación de edificios, redes, almacenamiento de energía, movilidad sostenible, circularidad y reducción de metano.

El argumento financiero es especialmente relevante porque la brecha de inversión sigue siendo muy elevada. El IPCC señala que los flujos financieros totales para mitigación y adaptación crecieron hasta un 60% entre 2013/2014 y 2019/2020. Pero este crecimiento se ralentizó desde 2018, fue desigual entre regiones y sectores, y siguió concentrándose principalmente en mitigación. Además, advierte que los flujos públicos y privados hacia los combustibles fósiles continúan siendo superiores a los

destinados a adaptación y mitigación, lo que revela un desacoplamiento estructural en la asignación de capital respecto a los objetivos climáticos.

La dimensión internacional confirma la magnitud del desafío. El segundo informe de la UNFCCC sobre necesidades de los países en desarrollo identifica, solo a partir de las necesidades comunicadas en sus NDC, necesidades acumuladas de 5,012 a 6,852 billones de dólares hasta 2030. El mismo informe subraya que estas cifras no deben entenderse como una estimación completa de todas las necesidades, ya que existen importantes lagunas de información, diferencias metodológicas y necesidades no costeadas.

En este contexto, las decisiones de financiación pública deben evaluarse, no solo por su contribución potencial a la mitigación, sino por el uso alternativo de esos recursos. **Si una tecnología absorbe financiación, capacidad regulatoria, suelo, infraestructuras, electricidad renovable o legitimidad política, debe demostrar que ofrece beneficios climáticos superiores a otras alternativas disponibles**. Este criterio es especialmente importante para tecnologías de alto coste, despliegue incierto o fuerte dependencia de infraestructuras futuras, como ciertas aplicaciones de CCS, hidrógeno bajo en carbono, combustibles sintéticos o remociones tecnológicas.

1.4. Riesgo de *lock-in fósil*

Una solución climática no debe prolongar la vida útil de infraestructuras fósiles ni generar nuevas dependencias de gas, petróleo o carbón. Este criterio es central porque el IPCC identifica el retraso en la mitigación como una causa directa de *lock-in* de infraestructuras intensivas en emisiones, aumento del riesgo de activos varados, escalada de costes, reducción de la viabilidad de opciones futuras y mayores pérdidas y daños.

El riesgo de *lock-in* no se limita a la construcción de nuevas centrales fósiles. También puede producirse mediante infraestructuras, normas o narrativas tecnológicas que prolongan el uso de combustibles fósiles bajo una apariencia de transición. Esto ocurre cuando se presentan como climáticamente equivalentes opciones que, en realidad, mantienen la dependencia del gas, del petróleo o del carbón. Este criterio es especialmente relevante para la captura y almacenamiento de carbono aplicada a centrales fósiles, el hidrógeno azul, el gas “bajo en carbono”, el *blending* de hidrógeno en redes gasistas o los combustibles sintéticos utilizados para mantener motores de combustión en sectores donde la electrificación directa ya es viable.

El IPCC reconoce que algunas infraestructuras y tecnologías bajas en emisiones pueden ser necesarias en determinados sectores, pero también subraya que las estrategias industriales deben combinar contabilidad transparente de gases de efecto invernadero, eficiencia energética y material, instrumentos regulatorios, reciclaje de alta calidad, energía de bajas emisiones y planes socialmente inclusivos de salida de instalaciones intensivas en emisiones. Este enfoque es importante

porque sitúa la gestión del carbono como una opción dentro de paquetes de política más amplios, no como sustituto de la reducción estructural de emisiones.

El caso del hidrógeno bajo en carbono ilustra bien este riesgo. CAN Europe advierte de que el hidrógeno producido a partir de gas fósil con captura de carbono puede convertirse en una vía para legitimar la continuidad de su uso si los criterios regulatorios no contabilizan adecuadamente las emisiones de metano y las emisiones de toda la cadena de suministro. En este sentido, critica que los valores por defecto para gas por tubería y GNL reducen artificialmente la huella climática del hidrógeno azul y crean lagunas para emisiones asociadas a licuefacción, regasificación y transporte de GNL.

1.5. Justicia social, territorial y ambiental

Las soluciones de descarbonización deben evaluarse también por sus impactos sociales, territoriales y ambientales. Una medida puede reducir emisiones y, al mismo tiempo, generar conflictos si desplaza costes hacia hogares vulnerables, a los trabajadores, a las comunidades locales, a los pueblos indígenas, a los territorios rurales o a los países del Sur Global. Por ello, una solución climática no debe medirse únicamente por toneladas de CO_2 evitadas, sino también por la forma en que distribuye costes, beneficios, riesgos y poder de decisión.

El IPCC subraya que la mitigación y la adaptación son más eficaces, aceptables y duraderas cuando se diseñan en el contexto del desarrollo sostenible, la equidad y la erradicación de la pobreza. También señala que la acción climática acelerada, teniendo en cuenta el diseño concreto de las políticas de desarrollo, puede generar otros-beneficios adicionales importantes en la salud, la calidad del aire o el bienestar y seguridad alimentaria.

Además, afirma que el desarrollo resiliente al clima requiere gobernanza inclusiva, cooperación internacional y acceso adecuado a recursos financieros, especialmente para regiones, sectores y grupos vulnerables.

En el ámbito europeo y estatal, el Real Instituto Elcano ha analizado la experiencia española de transición justa como un marco útil para avanzar desde el *phase-out* de activos fósiles al *phase-in* de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para la neutralidad climática. No basta con abandonar el modelo fósil, también hay que gobernar de forma justa el despliegue de las nuevas tecnologías, para lo que propone ampliar el enfoque mediante posibles “Acuerdos de Transición Renovable Justa”, orientados a asegurar participación significativa, mecanismos de resolución de conflictos y reparto equitativo de beneficios en el despliegue de energías renovables e infraestructuras asociadas.

Este enfoque permite evitar una visión reduccionista de la transición justa, limitada al cierre de minas, centrales o industrias intensivas en emisiones. La justicia también debe aplicarse al despliegue de renovables, redes, almacenamiento, hidrógeno, minería de minerales críticos, infraestructuras industriales, rehabilitación energética y movilidad. En todos estos casos, es necesario incorporar participación temprana,

protección de comunidades afectadas, retorno territorial, empleo de calidad, salvaguardas ambientales y mecanismos de redistribución.

2. Soluciones prioritarias

2.1. Suficiencia, eficiencia y reducción de la demanda

La reducción de la demanda energética y material debe situarse en el centro de la mitigación. No basta con sustituir fuentes de energía fósil por tecnologías limpias. También es necesario reducir la cantidad total de energía consumida y el uso de materiales e infraestructuras que debe cubrir el sistema descarbonizado, especialmente en economías y sectores con altos niveles de consumo per cápita.

La suficiencia no debe entenderse como austeridad indiscriminada sino como una estrategia de justicia climática. Su objetivo es reducir el consumo excesivo allí donde existe margen, garantizando al mismo tiempo el acceso universal a servicios energéticos, movilidad, vivienda digna y bienestar. Este matiz es fundamental ya que el IPCC señala que las medidas del lado de la demanda pueden reducir de forma muy significativa las emisiones, pero también reconoce que algunas regiones y grupos sociales necesitan aumentar su acceso a energía y recursos para alcanzar condiciones de vida dignas.

La reducción de la demanda tiene además una dimensión material. El informe realizado por UNEP en 2024, *Global Resources Outlook,* y el *International Resource Panel* señalan que el uso global de materiales se ha triplicado en los últimos 50 años, y sigue creciendo, de media, un 2,3% anual. También identifica el entorno construido y la movilidad como los principales motores del aumento de la demanda material, seguidos por los sistemas alimentarios y energéticos. Esto muestra que la mitigación no puede limitarse a cambiar fuentes de energía, debe abordar también otras cuestiones como los modelos constructivos, los sistemas de transporte, qué consumimos y cómo se organizan los sistemas de provisión de bienes y servicios.

Este enfoque debe integrarse con la eficiencia energética, una de las soluciones de mitigación más inmediatas y coste-efectivas. Su despliegue en edificios, industria, transporte y sector público permite reducir emisiones sin esperar a tecnologías futuras, disminuyendo al mismo tiempo la dependencia energética, los costes para hogares y empresas y la exposición a la volatilidad de los precios internacionales. La IEA subraya que acelerar la eficiencia energética es clave para mejorar la seguridad energética, la asequibilidad y la transición hacia energías limpias.

En la Unión Europea, la diferencia entre consumo de energía primaria y consumo final ilustra la importancia de actuar sobre el conjunto del sistema. En 2024, el consumo de energía primaria aumentó un 1,3%, mientras que el consumo final disminuyó un 0,9%. Es necesario subrayar que el consumo de energía primaria incluye también las pérdidas asociadas a transformación, transporte y distribución, por lo que reducir estas pérdidas es parte de la agenda de eficiencia.

En los hogares, el margen de actuación es especialmente relevante. En 2023, la calefacción representó el 62,5% del consumo energético final residencial en la UE, lo que refuerza la importancia de la rehabilitación energética, la mejora del aislamiento,

la implantación de bombas de calor y aerotermia, la protección frente al calor y la reducción de la pobreza energética.

El IPCC estima que la implantación de medidas del lado de la demanda y las nuevas formas de provisión de servicios energéticos pueden reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero en sectores de uso final entre un 40% y un 70% en 2050 respecto a los escenarios de referencia. Por su parte, el *Global Stocktake* (GST) O Balance Mundial aprobado en la COP28 incluyó el objetivo de duplicar la tasa media anual de mejora de la eficiencia energética de aquí a 2030, junto con el objetivo de triplicar la capacidad de generación de energía renovable mundial.

2.2. Economía circular y reducción de presión material

La economía circular debe entenderse como una política de mitigación y no solo como una política de gestión de los residuos. Reducir la extracción de materias primas, aumentar la durabilidad de los productos, fomentar la reutilización, la reparación y el reciclaje, y disminuir la demanda de materiales primarios en construcción, industria, consumo y sistemas alimentarios permite reducir emisiones industriales, dependencia exterior y presión sobre ecosistemas y territorios.

Según el *Global Resources Outlook 2024*, el aumento del uso de recursos es uno de los principales impulsores de la triple crisis planetaria: cambio climático, pérdida de biodiversidad y contaminación. Por ello, reducir la demanda material no es una cuestión secundaria sino una condición para disminuir emisiones, presión extractiva y vulnerabilidad de las cadenas de suministro.

La circularidad es clave para evitar que la transición energética reproduzca nuevas dinámicas extractivas. La electrificación, la implantación de energías renovables, las baterías, las redes y el almacenamiento aumentan la demanda de minerales y de otros materiales y componentes industriales. La IEA advierte de que la transición hacia tecnologías limpias incrementa la demanda de minerales como cobre, litio, níquel, cobalto, grafito y tierras raras. Además, la concentración geográfica de las cadenas de suministro genera riesgos estratégicos ya que China es el principal refinador global en 19 de los 20 minerales estratégicos relevantes, concentrando una parte muy elevada del procesamiento mundial de minerales críticos.

En la Unión Europea, esta preocupación ha generado una respuesta a través del Reglamento de Materias Primas Críticas. Fija como objetivos para 2030 que, al menos el 10% del consumo anual europeo de materias primas estratégicas debe proceder de extracción interna, el 40% de procesamiento debe realizarse dentro de la UE y el 25% de los materiales deben proceder de procesos de reciclaje. Además, establece que la dependencia de un país para cada materia prima estratégica no puede ser superior al 65% del consumo anual. Estos objetivos muestran que la transición renovable no es solo una cuestión energética, sino también industrial, comercial, geopolítica y material.

No obstante, la circularidad europea aún está lejos de la escala necesaria. La Agencia Europea de Medio Ambiente señala que la tasa de uso circular de

materiales en la UE pasó del 10,8% en 2010 al 11,8% en 2023, una mejora limitada para el objetivo europeo de duplicar la circularidad de aquí a 2030. Esto significa que la mayor parte de los materiales utilizados por la economía europea siguen procediendo de extracción primaria, no de materiales secundarios.

2.3. Energías renovables sostenibles

El despliegue acelerado de energías renovables es una condición central para sustituir la generación fósil, reducir la dependencia energética y habilitar la electrificación para usos finales. El GST recogió el objetivo de triplicar la capacidad renovable mundial desde 2023 a 2030. En la misma línea, la IEA considera que triplicar la capacidad renovable global para 2030 es un objetivo ambicioso pero alcanzable, impulsado por el crecimiento anual del despliegue renovable y la competitividad creciente de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica.

Sin embargo, hablar de energías renovables en términos agregados puede ocultar diferencias relevantes entre tecnologías. Cada fuente renovable presenta potenciales, límites, impactos y necesidades de planificación específicas. Por ello, una estrategia renovable sostenible debe combinar aceleración climática con criterios de ordenación territorial, protección de la biodiversidad, participación social, retorno local y diversificación industrial.

Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías con mayor capacidad de despliegue rápido y reducción de costes, especialmente relevante en países con alto recurso solar como España. Puede desarrollarse tanto mediante la implantación de grandes plantas como a través de sistemas de autoconsumo o comunidades energéticas, utilizando cubiertas industriales, edificios públicos, aparcamientos, infraestructuras existentes o espacios degradados.

Su principal ventaja radica en la rapidez de instalación y su modularidad. No obstante, su despliegue plantea retos distintos según el modelo. Sin una planificación adecuada, las grandes instalaciones pueden generar conflictos por ocupación de suelo, afección paisajística, presión sobre los usos agrarios o impactos sobre hábitats naturales. Por el contrario, el autoconsumo y la generación distribuida reducen la presión territorial y acercan los beneficios a hogares, empresas y administraciones. Pero requieren redes adaptadas, simplificación administrativa, financiación accesible y mecanismos que permitan la participación de hogares vulnerables o comunidades sin capacidad para utilizar cubiertas propias.

La cadena de suministro solar también presenta riesgos geopolíticos e industriales. La IEA señala que China concentra más del 80% de las fases de fabricación de paneles solares, poli silicio, lingotes, obleas, células y módulos, y a los diez principales fabricantes mundiales de equipos. Esta concentración ha contribuido a abaratar la tecnología pero, a su vez, genera vulnerabilidades comerciales, industriales y de seguridad de suministro.

Eólica terrestre

La energía eólica terrestre es una tecnología madura, competitiva y con alto potencial de generación renovable. Ha sido clave en la descarbonización eléctrica europea y española, y seguirá siendo necesaria para reducir la generación fósil y estabilizar un sistema eléctrico renovable complementario a la solar.

Sus principales desafíos están vinculados a la planificación territorial, la aceptación social, la biodiversidad y la renovación de los parques existentes. El impacto sobre aves, quirópteros, paisaje y actividades locales exige una evaluación ambiental rigurosa y una localización adecuada. Además, en muchos territorios el conflicto no se produce únicamente por la implantación de la tecnología sino por modelos de implantación percibidos como externos, con escasa participación local o bajo retorno económico para la comunidad.

Para evitar los impactos, el despliegue eólico debe priorizar zonas adecuadas ambientalmente, mecanismos de participación temprana, beneficios compartidos, compatibilidad con actividades rurales y procesos de repotenciación de parques existentes cuando sea posible. La repotenciación puede aumentar la generación con una ocupación adicional menor de suelo, aunque también requiere gestión ambiental y social específica.

Eólica marina

La eólica marina puede aportar generación renovable a gran escala y complementar la producción terrestre, especialmente en sistemas energéticos con alta electrificación. En Europa, se considera una tecnología estratégica para aumentar la producción renovable y reforzar la autonomía energética.

No obstante, su despliegue requiere una planificación marítima particularmente cuidadosa. Puede generar conflictos con sectores como la pesca, dificultar la navegación, generar impactos a la biodiversidad marina, a los flujos migratorios de las aves, al paisaje costero y a otros usos del espacio marítimo. También exige en casos concretos la construcción de infraestructuras portuarias, de redes de evacuación y de cadenas industriales especializadas. Como en el caso de la eólica terrestre, también requiere de mecanismos de participación con comunidades costeras y sectores afectados.

En el caso del Estado, existe un potencial de implementación condicionado, en parte, por la profundidad de las aguas del dominio público marítimo que requiere tecnologías flotantes en buena parte del litoral. Esto puede generar nuevas oportunidades industriales, pero también implica mayores costes, mayor madurez tecnológica que la eólica marina fija y la necesidad de una evaluación ambiental rigurosa.

Hidráulica, bombeo y almacenamiento asociado

La hidráulica ha sido históricamente una fuente renovable relevante y, en algunos casos, puede aportar flexibilidad al sistema eléctrico. Sin embargo, su potencial de

expansión es limitado en muchos países europeos por razones ambientales, sociales y de disponibilidad de emplazamientos. En un contexto de cambio climático, sequías y estrés hídrico, la planificación hidroeléctrica debe incorporar escenarios de menor disponibilidad de agua, la necesidad de mantener caudales ecológicos, la competencia con otros usos y la protección de ríos y humedales.

Su papel futuro debería centrarse más en la gestión eficiente de instalaciones existentes, la mejora ambiental de cuencas y el almacenamiento mediante bombeo cuando sea compatible con la protección de ecosistemas acuáticos, y no suponga un aumento considerable del consumo energético.

La energía hidráulica ha sido históricamente una fuente renovable relevante en España. Red Eléctrica señala que, en años húmedos, puede superar los 40.000 GWh mientras que, en años secos, puede reducirse a menos de la mitad. En 2023, tras un año 2022 muy seco, la producción hidráulica fue de 25.273 GWh, un 41,1% más que el año anterior, y aportó el 9,5% de la generación eléctrica nacional. En 2024, con una mayor disponibilidad hídrica, la hidráulica alcanzó aproximadamente el 13,3% del mix eléctrico español, dentro de un sistema en el que las renovables generaron el 56,8% de la electricidad.

Esta variabilidad obliga a tratar la generación hidráulica, no como una solución expansiva general, sino como un recurso renovable gestionable cuyo valor principal está en la flexibilidad, la capacidad de almacenamiento y la operación del sistema.

El despliegue de nuevo aprovechamiento hidroeléctrico está, además, limitado por razones ambientales, sociales y territoriales. España ya cuenta con un sistema de embalses y aprovechamientos muy desarrollado, y la construcción de nuevas presas o grandes infraestructuras hidráulicas puede generar impactos significativos sobre las cuencas hídricas y sus ecosistemas, la biodiversidad y el paisaje, los usos tradicionales y las comunidades afectadas.

En este contexto, el bombeo hidráulico puede desempeñar un papel relevante como almacenamiento de larga duración y apoyo a la integración de energías renovables variables. Sin embargo, tampoco debe plantearse como una solución sin impactos. Su desarrollo exige evaluar la disponibilidad de agua, su afección a masas de agua, la conectividad ecológica de las cuencas hídricas, la compatibilidad con los caudales ambientales, la competencia con otros usos y los consumos energéticos asociados Deben priorizarse proyectos de bombeo en infraestructuras ya existentes, sistemas cerrados o emplazamientos con bajo impacto ambiental, evitando nuevas presiones sobre ríos y cuencas vulnerables.

Geotermia, solar térmica y calor renovable

La descarbonización no afecta solo a la electricidad. Una parte relevante de la demanda energética corresponde a la generación de calor en edificios, industria y servicios. Por ello, tecnologías como la geotermia, la solar térmica, las redes de calor renovables, el uso del calor residual y las bombas de calor deben formar parte de una estrategia renovable más amplia.

La geotermia puede aportar calor estable y renovable, especialmente en redes de distrito, edificios públicos, industria ligera o climatización. La solar térmica puede reducir la demanda de gas natural en agua caliente sanitaria y algunos usos térmicos. Las redes de calor y frío renovables pueden ser útiles en entornos urbanos densos, siempre que se diseñen con criterios de eficiencia, acceso social y reducción real de combustibles fósiles.

El reto es que estas soluciones suelen recibir menos atención que la generación eléctrica, aunque pueden reducir de forma directa la dependencia de gas natural y gasóleo en edificios e industrias.

2.4. Electrificación directa con electricidad renovable

La electrificación directa debe priorizarse siempre que sea técnica y económicamente viable, porque permite sustituir combustibles fósiles en los usos finales con una eficiencia superior a la de rutas indirectas basadas en hidrógeno, combustibles sintéticos u otras moléculas intermedias. Esta prioridad es especialmente clara en el transporte ligero, la climatización de edificios, en parte del calor industrial de baja y media temperatura y en determinados procesos productivos.

En España, el PNIEC 2023-2030 sitúa la electrificación como uno de los vectores clave de la descarbonización, proponiendo pasar del 25% en 2019 al 35% en 2030, descontados los usos no energéticos y de aviación internacional. El mismo escenario prevé que el consumo final de electricidad aumente en torno a un 17% entre 2019 y 2030, mientras el consumo final total de energía se reduzca en torno a un 15%, lo que refleja que la electrificación debe ir acompañada de medidas de eficiencia y de reducción de la demanda.

El efecto más claro se observa en el transporte. El PNIEC prevé que el consumo eléctrico pase de 339 ktep en 2019 a 1.614 ktep en 2030, un aumento relativo del 376%. En paralelo, el consumo de productos petrolíferos en el transporte bajaría de 35.623 ktep a 23.508 ktep, reflejando la sustitución progresiva de combustibles fósiles por electricidad, por eficiencia y por cambio modal.

Con relación al consumo energético en edificios, la electrificación se vincula principalmente a la sustitución de calderas fósiles por bombas de calor y a la reducción de la demanda térmica mediante rehabilitación. En el escenario PNIEC, el consumo residencial de productos petrolíferos cae de 2.398 ktep en 2019 a 494 ktep en 2030, mientras el gas natural desciende de 3.457 ktep a 2.953 ktep. En servicios, el consumo de gas natural baja de 1.990 ktep a 1.127 ktep. Estos datos muestran que la electrificación del calor debe combinarse con eficiencia, implantación de energía solar térmica y reducción de la demanda, no limitarse al cambio de equipos.

Por último, y con relación a la industria, la electrificación tiene un papel creciente, aunque más heterogéneo. El PNIEC prevé que el consumo eléctrico industrial pase de 6.528 ktep en 2019 a 8.306 ktep en 2030, mientras que el uso de gas natural industrial bajaría de 8.601 ktep a 6.793 ktep. Este planteamiento implica un margen

para electrificar procesos, especialmente calor de baja y media temperatura, motores, bombas, compresores y determinados procesos térmicos. Aunque los sectores de alta temperatura, o con emisiones de proceso, se seguirán necesitando soluciones específicas de mitigación.

A escala europea, en el marco del *Clean Industrial Deal* y el *Affordable Energy Action Plan,* la Comisión Europea ha introducido como referencia que la electricidad alcance el 32% del consumo final de energía en 2030. Este dato confirma que la electrificación no es un elemento accesorio sino una condición estructural que requiere integrar energías renovables, reducir el consumo de combustibles fósiles y mejorar la eficiencia del sistema energético.

La prioridad de la electrificación directa responde también a una lógica de eficiencia. Los usos eléctricos directos evitan pérdidas asociadas a la producción, transporte y reconversión de moléculas energéticas. Por ello, la electrificación directa debe situarse en primer lugar frente a rutas indirectas allí donde sea viable.

3. Soluciones habilitadoras

3.1. Redes eléctricas, almacenamiento y flexibilidad

La transición renovable y la electrificación requieren una modernización profunda de las redes eléctricas, el almacenamiento, las interconexiones, la gestión de la demanda y los mecanismos de flexibilidad. Estas infraestructuras no son elementos secundarios, son condiciones materiales de la transición energética. Sin ellas, el despliegue de las energías renovables puede verse limitado por cuestiones técnicas que congestionan la red o produzcan retrasos en la conexión de nuevos proyectos, dificultando la electrificación de los usos finales en edificios, transporte e industria.

La Comisión Europea estima que el consumo eléctrico aumentará alrededor de un 60% hasta 2030, impulsado por la electrificación de la economía. Al mismo tiempo, señala que el 40% de las redes de distribución tiene más de 40 años, que la capacidad transfronteriza debe duplicarse para 2030 y que serán necesarias inversiones de aproximadamente 584.000 millones de euros para adecuar las redes eléctricas.

En el caso de España, el PNIEC 2023-2030 fija objetivos que hacen imprescindible reforzar estas infraestructuras:

- 81% de generación eléctrica renovable en 2030.
- 48% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 43% de mejora de la eficiencia energética.
- Reducción de la dependencia energética hasta el 50%.

Qué se puede hacer

- Elaborar un plan de adecuación de las redes de transporte y distribución de la energía eléctrica, acompañada del plan de inversión necesaria para su implementación.
- Incorporar una gobernanza y una planificación anticipatoria para facilitar la conexión de los puntos de producción de energías renovables, el almacenamiento, las plantas de autoconsumo, las comunidades energéticas y la industria electrificada.
- Desarrollar el almacenamiento mediante baterías, bombeo, almacenamiento térmico y soluciones distribuidas.
- Activar los mecanismos de flexibilidad, como agregadores, gestión de demanda, tarifas dinámicas, autoconsumo compartido y respuesta de la demanda.
- Reforzar las interconexiones y coordinación regional, especialmente relevante para España por su posición periférica en el sistema eléctrico europeo.

- Digitalizar las redes de distribución para gestionar la generación distribuida, la implantación del vehículo eléctrico y las bombas de calor.

3.2. Rehabilitación energética de edificios

La rehabilitación energética de los edificios combina soluciones que facilitan la mitigación, la adaptación, la protección de la salud pública y la justicia social. Reduce la demanda energética, las emisiones asociadas a calefacción y refrigeración, la pobreza energética y la vulnerabilidad frente a olas de calor. Además, mejora el confort térmico, reduce el impacto económico a las familias, genera empleo local y disminuye la exposición de hogares y empresas a la volatilidad de los precios de la energía.

En la Unión Europea, los edificios son un sector clave porque concentran una parte muy relevante del consumo energético y del uso de combustibles fósiles para calefacción. La Comisión Europea, a través de la estrategia *Renovation Wave* y la Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios, plantea al menos duplicar la tasa anual de renovación energética de edificios hasta 2030 y fomentar renovaciones profundas. También vincula la rehabilitación con otros instrumentos del paquete *Fit for 55*, incluido el ETS para edificios y transporte, la Directiva de Eficiencia Energética, la Directiva de Renovables y el Fondo Social para el Clima, que deben apoyar a hogares vulnerables y pequeñas empresas durante la transición. En España, la rehabilitación es especialmente relevante por el envejecimiento del parque edificatorio, la baja tasa de renovación profunda y la exposición creciente a olas de calor.

Qué se puede hacer

- Priorizar la rehabilitación profunda de vivienda vulnerable, vivienda social, edificios públicos, centros educativos, centros sanitarios y barrios expuestos a pobreza energética.
- Mejorar las envolventes térmicas de los edificios: aislamientos, ventanas, cubiertas, fachadas y protección solar.
- Sustituir la calefacción con uso de combustibles fósiles por bombas de calor, redes de calor renovables o soluciones térmicas eficientes.
- Integrar el autoconsumo, el almacenamiento distribuido y la gestión inteligente de la demanda.
- Diseñar los instrumentos financieros necesarios para acelerar la implementación de las medidas de rehabilitación, subvenciones directas y préstamos blandos, facilitando la información, la formación y el acceso a estos productos a través de ventanillas únicas y acompañamiento técnico.
- Vincular la rehabilitación también con la adaptación incluyendo estrategias para generar sombras, ventilación cruzada, refugios climáticos, vegetación urbana y reducción de las islas de calor.

3.3. Movilidad sostenible

La descarbonización del transporte no puede limitarse a sustituir vehículos de combustión por vehículos eléctricos. Debe seguir una jerarquía clara en la que, en primer lugar, debe situarse la necesidad de evitar desplazamientos innecesarios, cambiar los modelos de transporte por sistemas más eficientes, transporte público, bicicleta y caminar, mejorar la eficiencia del sistema y electrificar los desplazamientos restantes. Esta jerarquía es clave porque el transporte sigue siendo uno de los sectores más difíciles de descarbonizar y uno de los principales consumidores de petróleo.

La Comisión Europea establece, para alinearse con el Pacto Verde Europeo, que el transporte debe reducir sus emisiones en un 90% para 2050. La Estrategia de Movilidad Sostenible e Inteligente plantea una transformación profunda del sistema de transporte para hacerlo más verde, digital, resiliente, accesible y asequible.

En España, el transporte es la principal fuente de emisiones difusas representando, en 2022, alrededor del 45% de las emisiones bajo el Reglamento de Reparto del Esfuerzo. El PNIEC planifica un objetivo con relación a la movilidad que requiere pasar de un aumento medio anual de emisiones del transporte del 1,05% entre 2015 y 2022 a una reducción media anual del 5,7% entre 2022 y 2030.

Qué se puede hacer

- Reducir la demanda de movilidad motorizada mediante urbanismo de proximidad, teletrabajo parcial, servicios de cercanía y planificación territorial.
- Reforzar el transporte público metropolitano, interurbano y rural.
- Acelerar el ferrocarril para pasajeros y mercancías, especialmente en corredores donde puede sustituir el transporte por carretera o la aviación de corta distancia.
- Desarrollar modelos de movilidad activa: caminar, bicicleta, infraestructura ciclista segura y calles de bajas emisiones.
- Electrificar flotas públicas y sectores como, taxis, reparto urbano, autobuses, vehículos ligeros y logística de última milla.
- Desplegar la infraestructura de recarga accesible, interoperable y suficiente, especialmente en vivienda colectiva, centros de trabajo, corredores de transporte principales y zonas rurales.
- Reducir la dependencia del petróleo en el transporte pesado mediante eficiencia logística, cambio modal y combustibles renovables solo donde no existan alternativas directas.

3.4. Transformación industrial

La descarbonización de la industria requiere una combinación de eficiencia energética, electrificación, circularidad, sustitución de materiales, innovación de

procesos y, solo en casos excepcionales de difícil actuación, tecnologías como hidrógeno renovable o captura de carbono. En definitiva, se deben priorizar las medidas con capacidad de reducción directa y reservar las tecnologías más inciertas o costosas para emisiones de procesos difíciles de eliminar.

En la Unión Europea, las industrias intensivas en energía, entre las que se encuentran las del acero, cemento y cal, aluminio, pasta y papel, vidrio, cerámica y química, se concentran en sectores estratégicos para la economía y para la transición por su concentración de consumos energéticos y generación de emisiones relevantes. La Agencia Europea de Medio Ambiente señala que estas industrias representan el 19,7% del valor añadido bruto de la manufactura europea y más del 60% del consumo energético de los sectores manufactureros. Aunque sus emisiones de gases de efecto invernadero han caído un 42% en los últimos 20 años, el progreso se ha estancado en la última década y los costes externos de la contaminación siguen siendo elevados, contabilizados en alrededor de 73.000 millones de euros anuales, principalmente por impactos en la salud.

La EEA también destaca que la circularidad y la electrificación ofrecen co-beneficios significativos para la prevención de la contaminación, por lo que las inversiones industriales deberían guiarse no solo por la reducción de emisiones CO_2, sino también por otros beneficios ambientales, sanitarios y de competitividad.

En España, el PERTE de Descarbonización Industrial identifica la reducción de emisiones de la industria manufacturera como un desafío central para mantener la competitividad. El Ministerio de Industria estima que puede contribuir a reducir hasta 13 millones de toneladas de CO_2e al año, aumentar la competitividad del sector en torno a un 10% y crear hasta 8.000 empleos. Además, señala que la industria manufacturera representa el 30% del consumo de gas natural en España, o el 59% si se excluye la generación eléctrica, por lo que reducir ese consumo es clave para consolidar la seguridad energética.

Qué se puede hacer

- Mejorar la eficiencia energética en procesos, motores, calderas, hornos, vapor, recuperación de calor y sistemas de gestión energética.
- Sustituir los combustibles fósiles por electricidad renovable en procesos donde sea viable.
- Electrificar el calor de baja y media temperatura mediante bombas de calor industriales, resistencias, hornos eléctricos y otras tecnologías disponibles.
- Reducir la demanda material mediante ecodiseño, reutilización, reparación, reciclaje de alta calidad y simbiosis industrial.
- Reducir el clínker en la producción de cemento, aumentando la capacidad de utilizar materiales alternativos y mejorar la eficiencia de hornos.
- Aumentar el reciclaje de acero y aluminio, generando las capacidades para la disponibilidad de chatarra y el uso de electricidad renovable en los procesos.

- Usar el hidrógeno renovable de forma selectiva en sectores donde no exista alternativa directa, como acero primario, industria química o en la producción de fertilizantes.
- Reservar el CCS para emisiones de proceso difíciles de eliminar, especialmente en la producción de cemento, y no para prolongar el uso de combustibles fósiles.

3.5. Sistemas alimentarios y uso del suelo

Los sistemas alimentarios y el uso del suelo deben incorporarse como una solución habilitadora de la mitigación, porque conectan emisiones agrícolas, protección de sumideros de carbono, protección de la biodiversidad, seguridad alimentaria, salud pública y resiliencia territorial. La descarbonización no puede limitarse a actuar en el sistema energético, también requiere transformar la forma en que producimos, consumimos y gestionamos los alimentos, la biomasa, los bosques, los suelos y los ecosistemas.

El IPCC identifica el sector AFOLU, agricultura, silvicultura y otros usos del suelo, como un ámbito con potencial relevante de mitigación. En las estimaciones publicadas en su Sexto Informe de Evaluación concluye que las medidas del lado de la demanda, incluyendo el cambio de tipo de dieta incluyendo modelos más sostenibles y saludables, la reducción del desperdicio alimentario y el uso de biomateriales tienen un potencial medio de mitigación de 2,2 $GtCO_2e$/año, con un rango de 1,1 a 3,6 $GtCO_2e$/año. Además, las medidas agrícolas, como la gestión del carbono en suelos agrícolas y pastizales, la silvicultura, el biochar, la mejora del cultivo de arroz y la gestión del ganado y sus nutrientes, tienen un potencial medio de mitigación de 4,1 $GtCO_2e$/año, con un rango de 1,7 a 6,7 $GtCO_2e$/año, hasta 100 USD/tCO_2e.

En el marco de la Unión Europea, la agricultura es un sector donde la reducción de emisiones avanza lentamente siendo, según datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, de un 7% de las no-CO_2 entre 2005 y 2023. Incluso con medidas adicionales planificadas, la reducción en 2030 sería de alrededor del 13% respecto a 2005. Por otra parte, en 2023, el sector LULUCF de la UE absorbió aproximadamente 198 $MtCO_2e$, equivalente al 6% de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero de la UE. La normativa europea fija un objetivo de absorciones netas de 310 $MtCO_2e$ en 2030, lo que exige reforzar la capacidad de absorción de los bosques, de los suelos, de los humedales y de otros ecosistemas. Pero también protegerlos frente a sequías, incendios, degradación de los ecosistemas y el cambio de usos del suelo.

En España, la integración de medidas concretas en la agricultura, el uso del suelo y la gestión de los sumideros es especialmente relevante por la vulnerabilidad climática del territorio, el riesgo de desertificación y el estrés hídrico, el impacto de los incendios y la pérdida de capacidad de absorción de los ecosistemas. El MITECO advierte de que el aumento de temperatura está provocando cambios estructurales y funcionales en los ecosistemas afectando a los servicios ambientales

que proporcionan, y que las proyecciones apuntan a un empeoramiento de estas circunstancias bajo escenarios futuros de emisiones.

Qué se puede hacer

- Reorientar la política agraria y alimentaria integrando objetivos climáticos, la protección de la biodiversidad y la salud bajo planteamientos de One Health, promoviendo las rentas agrarias justas y la resiliencia rural.
- Impulsar prácticas agroecológicas bajas en carbono, la agricultura regenerativa, la silvicultura, la implantación de cubiertas vegetales, las rotaciones, la conservación de suelos y la restauración de la materia orgánica.
- Favorecer las dietas saludables y sostenibles, con menor presión climática y territorial, garantizando la accesibilidad, la equidad y la adecuación cultural.
- Reducir las pérdidas y el desperdicio alimentario en toda la cadena de valor: producción, distribución, restauración y consumo doméstico.
- Reducir emisiones agrícolas no-CO_2, especialmente metano y óxido nitroso, mediante mejor gestión del ganado, de los estiércoles, los fertilizantes, los arrozales, los suelos y los nutrientes.
- Proteger y restaurar ecosistemas ricos en carbono: bosques, humedales, pastizales, turberas, riberas y suelos agrícolas.
- Reforzar la implantación de sumideros naturales sin convertirlos en herramientas para la compensación de emisiones fósiles evitables.

4. Soluciones condicionadas

4.1. Hidrógeno renovable

El hidrógeno renovable puede ser una tecnología necesaria para descarbonizar determinados sectores difíciles de electrificar, pero su disponibilidad será limitada y su producción requiere grandes cantidades de electricidad renovable adicional. Por ello, no debe plantearse como una solución transversal para sustituir el gas fósil en todos los usos, sino como un vector energético de uso selectivo.

En la Unión Europea, la Estrategia del Hidrógeno y *REPowerEU* fijaron el objetivo muy ambicioso de producir 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable e importar otros 10 millones de toneladas para 2030. Además, la estrategia europea planteó instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030. Sin embargo, este objetivo presenta importantes retos de capacidad industrial, coste, infraestructura y demanda. La propia IEA advierte de que la incertidumbre sobre costes, preparación de infraestructuras y evolución regulatoria sigue siendo una barrera para acelerar el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones antes de 2030.

En España, el hidrógeno renovable ocupa un lugar central en la actualización del PNIEC. El objetivo nacional se ha elevado hasta los 12 GW de electrolizadores en 2030, frente a los 4 GW previstos en la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020. Este salto refleja el potencial renovable del país, pero también plantea interrogantes sobre disponibilidad de electricidad renovable adicional, demanda industrial real, infraestructuras de transporte, acceso al agua y gobernanza, financiación y priorización de usos.

Qué se puede hacer

- Priorizar el hidrógeno renovable en sectores donde la electrificación directa no sea viable: acero primario, química básica, producción de fertilizantes, refino en transición, ciertos procesos de alta temperatura, transporte marítimo y combustibles sintéticos para aviación.
- Exigir adicionalidad renovable de la producción, trazabilidad horaria y geográfica y garantías estrictas de origen.
- Evitar que el hidrógeno renovable compita con la electrificación directa en usos como calefacción residencial, vehículos de uso privados o generación eléctrica ordinaria.
- Vincular los proyectos a la demanda industrial real y no solo a expectativas de exportación.
- Priorizar valles industriales donde exista consumo actual de hidrógeno fósil o demanda difícil de electrificar.
- Evaluar los impactos sobre la disponibilidad de agua, el uso del territorio, la disponibilidad de redes eléctricas y la planificación renovable.

4.2. Combustibles sintéticos y e-fuels

Los combustibles sintéticos o *e-fuels* pueden desempeñar un papel limitado en sectores donde la electrificación directa es muy difícil, especialmente en la aviación de larga distancia y el transporte marítimo. Sin embargo, presentan tres límites estructurales: tienen una baja eficiencia energética en comparación con la electrificación directa, requieren grandes volúmenes de electricidad renovable adicional para su producción y siguen siendo costosos en el corto y medio plazo.

El marco regulatorio de la UE ya ha delimitado algunos usos prioritarios. La *ReFuelEU Aviation* establece una obligación creciente de uso de combustibles sostenibles de aviación (SAF), con un subobjetivo específico para combustibles sintéticos a partir de 2030 (la cuota total de SAF tiene que alcanzar al menos el 6%, siendo la cuota para combustibles sintéticos del 1,2%). Esta cuota forma parte de un mandato más amplio que exige que). El objetivo es reducir la dependencia del queroseno fósil en un sector de difícil electrificación. Por su parte, la *FuelEU Maritime*, busca reducir la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada por los buques, generando demanda para combustibles renovables y bajos en carbono en el transporte marítimo.

La polémica aparece cuando los *e-fuels* se utilizan para justificar la continuidad del motor de combustión en sectores donde existen alternativas más eficientes, como vehículos privados, furgonetas ligeras o calefacción. En estos casos, la electrificación directa ofrece una eficiencia muy superior y requiere menos energía renovable por unidad de servicio. Por ello, los *e-fuels* deben considerarse una solución residual y sectorial, no una vía general de descarbonización.

En España, el desarrollo de los *e-fuels* podría vincularse al potencial renovable, al hidrógeno verde y a sectores como la aviación, el transporte marítimo, la gestión de los puertos y la industria química. Sin embargo, debe evitarse que este potencial derive en una demanda artificial de hidrógeno o CO_2 capturado sin criterios de sostenibilidad. La prioridad en su uso debe definirse en los usos donde no hay alternativas directas y donde el análisis de ciclo de vida demuestra reducciones reales.

Qué se puede hacer

- Reservar los *e-fuels* para aviación de larga distancia, marítimo y algunos usos industriales.
- Exigir en su producción el uso de electricidad renovable adicional y criterios estrictos de trazabilidad.
- Evaluar las emisiones en todo su ciclo de vida, incluyendo el origen del CO_2 utilizado.
- Evitar su uso para prolongar motores de combustión en coches privados o transporte ligero.
- Integrar los *e-fuels* en una estrategia más amplia de reducción de demanda de la aviación y cambio modal cuando sea posible.

- Priorizar hidrógeno y electricidad renovable para usos con mayor valor climático.

4.3. Captura y almacenamiento de carbono para emisiones industriales residuales

La captura y almacenamiento de carbono (CCS) debe tener un uso limitado en emisiones industriales de proceso difíciles de eliminar, especialmente en sectores como el cemento, la cal o algunos procesos químicos. Sin embargo, su uso generalizado plantea riesgos relevantes de coste, escala, responsabilidad a largo plazo, infraestructura, aceptación social y *lock-in fósil*.

El *Net Zero Industry Act* de la UE establece un objetivo jurídicamente vinculante de disponer en 2030 de, al menos, 50 millones de toneladas anuales de capacidad de inyección de CO. Esta capacidad está destinada a industrias difíciles de abatir y con dificultades para eliminar completamente sus emisiones de procesos. La Comisión Europea también ha desarrollado una estrategia de gestión industrial del carbono, centrada en captura, transporte, uso y almacenamiento de CO, con especial atención a industrias intensivas en emisiones.

La cuestión fundamental radica en que la existencia de capacidad de almacenamiento no garantiza por sí sola una reducción de emisiones efectiva. En este sentido, es necesario distinguir entre CCS para emisiones industriales residuales y CCS aplicada para prolongar el uso de centrales fósiles, producción de hidrógeno azul, refino o extracción de hidrocarburos.

En España, la CCS aparece como una opción para sectores industriales difíciles de abatir, especialmente la producción de cemento y algunos procesos químicos. El PNIEC reconoce la oportunidad de utilizar tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono para sectores de difícil abatimiento. Además, diversos análisis técnicos identifican potencial en clústeres industriales como el del valle del Ebro, la cuenca Vasco-Cantábrica y Huelva, por su proximidad a posibles zonas de almacenamiento y concentración de emisiones industriales.

Qué se puede hacer

- Utilizar la CCS una vez priorizadas otras medidas: eficiencia, electrificación, reducción de demanda material, circularidad y sustitución de materias primas.
- Evaluar alternativas a estas soluciones, sector por sector, antes de conceder apoyo público.
- Limitar la CCS a emisiones de proceso difíciles de eliminar, especialmente en la producción de cemento, de cal y en ciertos procesos químicos.
- Es necesario implementar un modelo de almacenamiento geológico que sea permanente, con una gobernanza que genere responsabilidades jurídicas, sea transparente y monitoreada.

- No permitir la recuperación mejorada de petróleo, EOR, y cualquier uso que prolongue la extracción fósil.
- Desarrollar y planificar el desarrollo de clústeres industriales sólo donde exista necesidad residual demostrada.

4.4. Remociones de carbono

Las remociones de carbono pueden ser necesarias para compensar emisiones residuales difíciles de eliminar y, eventualmente, para reducir la temperatura tras un *overshoot* limitado. Sin embargo, no deben sustituir reducciones reales de emisiones siendo su papel complementario, limitado y sometido a una gobernanza estricta.

En la Unión Europea, el Reglamento 2024/3012, de Certificación de Remociones de Carbono y Agricultura de Carbono (CRCF), establece un marco voluntario para certificar remociones permanentes, agricultura de carbono y almacenamiento de carbono en productos. Este marco busca generar confianza y trazabilidad, pero no resuelve por sí solo los riesgos de integridad ambiental. La cuestión fundamental está en identificar si las remociones se utilizan para complementar reducciones o para compensar emisiones que deberían eliminarse.También es necesario distinguir entre remociones permanentes y almacenamiento temporal de carbono en suelos, biomasa u otros reservorios sujetos a riesgo de reversión.

En España, el debate sobre remociones está vinculado principalmente a sumideros naturales, restauración ecológica, agricultura de carbono, gestión forestal, uso de los suelos y futuras tecnologías industriales. El reto es doble. Por un lado, reforzar los sumideros naturales sin convertirlos en sistemas de compensación para las emisiones procedentes del consumo de combustibles fósiles y, por otro, evitar que las remociones tecnológicas absorban recursos que deberían destinarse a reducir emisiones en origen.

Qué se puede hacer

- Priorizar la reducción directa antes que neutralización contable.
- Usar remociones solo para emisiones residuales inevitables.
- Separar contablemente la reducción de emisiones, las absorciones naturales y las remociones permanentes.
- Reforzar la protección de los ecosistemas, de los suelos, de los humedales y de los bosques como sumideros de carbono con criterios de biodiversidad y adaptación.
- Asegurar y exigir adicionalidad, permanencia, monitoreo, trazabilidad y ausencia de doble contabilidad cuando se utilicen remociones.
- Evitar mercados voluntarios de baja integridad y compensaciones que sustituyan reducciones en origen.

4.5. Bioenergía y biocombustibles

El uso de la bioenergía y los biocombustibles puede tener un papel limitado en la transición, pero presenta riesgos significativos si su producción se realiza en competencia con la producción alimentaria, la protección de la biodiversidad, el uso del suelo, el consumo de agua o el mantenimiento de los sumideros naturales. Por ello, su uso debe estar condicionado a la ausencia de alternativas más eficientes y a la producción a partir de residuos sostenibles, con trazabilidad, de proximidad y con ausencia de impactos indirectos.

En la UE, los biocombustibles avanzados y biogases forman parte de la estrategia de desarrollo de las energías renovables. Pero deben diferenciarse claramente de los biocombustibles de primera generación, que pueden generar en su producción competencia con la producción alimentaria y presionar la biodiversidad. En el caso del transporte, su papel debe limitarse a usos donde no existan alternativas directas, y bajo criterios estrictos de sostenibilidad.

En España, la Hoja de Ruta del Biogás plantea un objetivo mínimo de producción de 10,41 TWh anuales de biogás en 2030, utilizando residuos agroindustriales, la fracción orgánica de los residuos municipales, los lodos de depuradora y los estiércoles. También prioriza el uso directo del biogás cerca del lugar de producción y prevé que el biometano represente alrededor del 1% del gas consumido por la red gasista en 2030. Este dato muestra que el biogás y el biometano pueden ser útiles, pero no sustituyen estructuralmente al gas fósil.

El desarrollo del biogás y biometano enfrenta, además, un reto de aceptación social donde la dimensión territorial y participativa es clave. En los últimos meses han aumentado los conflictos locales en torno a la implantación macroplantas de biometano con críticas por falta de transparencia respecto de los impactos territoriales generados por la producción: olores, transporte de residuos, gestión del digestato y adecuación de la escala de los proyectos a los residuos locales disponibles.

Qué se puede hacer

- Priorizar la producción de biogás y biometano a partir de residuos producidos, locales y trazables.
- Tener en cuenta el análisis de ciclo de vida, criterios de sostenibilidad y control de impactos indirectos en la producción.
- Regular digestatos, olores, ubicación de plantas, transporte y participación vecinal.
- Prohibir para la producción de biocombustibles el uso de cultivos de alto riesgo ILUC (cambio de uso del suelo) vinculados a la deforestación como la palma y la soja
- Rechazar los cultivos como materia prima para los biocombustibles, ya que compiten con la producción de alimentos, la biodiversidad o los sumideros naturales.
- Usar biogás preferentemente cerca del punto de producción, evitando el transporte excesivo de residuos.

5. Falsas soluciones y riesgos de distracción

5.1. CCS aplicada a combustibles fósiles

La captura y almacenamiento de carbono puede tener un papel limitado en la reducción de las emisiones industriales de proceso difíciles de eliminar, especialmente en sectores como el cemento, la cal o algunos procesos químicos. Sin embargo, su aplicación a centrales fósiles, refino, producción de gas o hidrógeno azul plantea un riesgo claro de *lock-in*. En estos casos, la CCS puede funcionar como una estrategia para prolongar la vida útil de infraestructuras intensivas en carbono y justificar nuevas inversiones fósiles bajo la promesa de capturas futuras.

El riesgo es especialmente relevante porque el IPCC advierte que limitar el calentamiento a 1,5 °C con sobrepasamiento nulo o limitado exige reducciones rápidas y profundas del uso de combustibles fósiles. En estos escenarios, el consumo de carbón sin CCS cae entre un 67% y un 82% en 2030, y el uso global de combustibles fósiles debe reducirse sustancialmente antes de 2030. Por tanto, la CCS no puede utilizarse para sustituir la reducción directa del consumo de carbón, petróleo y gas, ni para justificar nuevas inversiones fósiles.

La escala actual de la CCS sigue siendo muy limitada frente al volumen global de emisiones. El *Global CCS Institute* en su estudio *Global Status of CCS 2024* identifica 50 instalaciones en operación y una capacidad operativa de captura y almacenamiento de alrededor de 51 $MtCO_2$ al año. Aunque la cartera de proyectos ha crecido hasta 628 proyectos en desarrollo, la capacidad actual equivale aproximadamente al 0,1% de las emisiones globales anuales de CO_2 relacionadas con la energía, que se sitúan en decenas de gigatoneladas. Esta diferencia de escala muestra que la CCS no puede considerarse, en el corto plazo, una alternativa equivalente al despliegue de renovables, la eficiencia, la electrificación y la reducción de la demanda.

El coste también varía según el tipo de aplicación. La IEA estima que la captura de CO_2 puede costar entre 15 y 25 USD/tCO_2 en procesos industriales con corrientes muy concentradas de CO_2, como producción de etanol o procesamiento de gas natural. En cambio, en corrientes diluidas, como generación eléctrica o producción de cemento, el coste se sitúa aproximadamente entre 40 y 120 USD/tCO_2, sin considerar plenamente transporte, almacenamiento, infraestructura, financiación y responsabilidad a largo plazo. La propia IEA señala que el transporte por tubería terrestre puede añadir entre 2 y 14 USD/tCO_2, mientras que los costes de almacenamiento dependen mucho de la localización y las condiciones geológicas.

A estos costes se debe añadir el consumo energético. La captura de CO_2 requiere energía para separar el CO_2 de los gases de combustión, comprimirlo, transportarlo e inyectarlo en formaciones geológicas. Esta "*penalización energética*" reduce la eficiencia neta de la instalación. En centrales fósiles, implica que una parte de la

energía producida se destina a operar el sistema de captura, lo que puede aumentar el consumo de combustible por unidad de electricidad neta entregada. Por ello, la CCS aplicada a generación eléctrica fósil no elimina el problema estructural ya que mantiene la extracción, el transporte y la combustión de combustibles fósiles, y no resuelve completamente las emisiones de metano asociadas al gas.

Además, la madurez de la CCS no es homogénea. El IPCC señala que la captura e inyección subterránea de CO_2 es una tecnología madura en procesamiento de gas y recuperación mejorada de petróleo, pero es menos madura en la generación eléctrica, la producción de cemento y la producción química, precisamente en los sectores donde suele presentarse como una solución climática crítica. También estima que la capacidad técnica de almacenamiento geológico podría estar en el orden de 1.000 $GtCO_2$, suficiente en términos teóricos para las necesidades de escenarios de 1,5 °C, pero advierte que la disponibilidad regional de almacenamiento puede ser un factor limitante.

5.2. Otras formas de hidrógeno

El hidrógeno suele presentarse como una solución clave para la descarbonización, pero no todos los tipos de hidrógeno tienen la misma capacidad de generar reducciones y, por tanto, el mismo valor climático. Su impacto depende de cómo se produce, qué energía utiliza, qué emisiones genera en todo su ciclo de vida y en qué sectores se emplea. Por ello, no debe hablarse del hidrógeno como una solución única, sino de hidrógenos con perfiles climáticos, tecnológicos y estratégicos muy diferentes.

La escala actual muestra la magnitud del reto. Según la IEA, la producción mundial de hidrógeno alcanzó 97 Mt en 2023, pero menos del 1% correspondió a hidrógeno bajo en emisiones. Aunque esta producción creció un 10% en 2024 y podría alcanzar 1 Mt en 2025, seguiría representando menos del 1% del total global. Además, la IEA estima que solo 10 Mt de producción baja en emisiones tiene probabilidad alta o fuerte potencial de estar operativa en 2030. Esto significa que el sistema actual de hidrógeno sigue dependiendo casi por completo del uso de combustibles fósiles, principalmente gas natural y carbón. La primera prioridad climática debería ser sustituir el hidrógeno fósil ya existente antes de crear nuevos usos.

El hidrógeno gris, producido a partir de gas natural sin captura de carbono, sigue siendo la forma dominante de producción, y genera emisiones elevadas. El hidrógeno marrón o negro, producido a partir de carbón o lignito, es aún más intensivo en carbono. El hidrógeno azul, basado en gas fósil combinado con captura y almacenamiento de carbono, depende de condiciones muy exigentes para tener una contribución climática robusta: tasas de captura elevadas, almacenamiento permanente, baja intensidad energética del proceso y control estricto de fugas de metano en toda la cadena de suministro. El *blending* de hidrógeno en redes gasistas ofrece reducciones de emisiones limitadas, puede aumentar costes para los consumidores y prolongar infraestructuras fósiles que deberían ir reduciendo su papel.

Tampoco deben considerarse soluciones climáticas estructurales otras rutas que a menudo se presentan como alternativas “bajas en carbono”. El hidrógeno turquesa, basado en el proceso de pirólisis del metano, sigue dependiendo de un gas fósil y plantea interrogantes sobre las fugas de metano, el consumo energético, el destino permanente del carbono sólido y la madurez tecnológica. El hidrógeno rosa o púrpura, producido mediante electrólisis con electricidad nuclear, puede presentar bajas emisiones operativas, pero no resuelve los problemas asociados a costes, residuos, seguridad, plazos y dependencia de la tecnología nuclear. Por tanto, desde una perspectiva de mitigación, la prioridad debe ser el hidrógeno 100% renovable, producido con electricidad renovable adicional y destinado únicamente a usos donde no existan alternativas de reducción más eficientes.

El marco europeo refleja estas tensiones. El Acto Delegado sobre Hidrógeno Bajo en Carbono exige una reducción de emisiones del 70% respecto a combustibles fósiles sin abatimiento, equivalente a un umbral máximo de 28,2 gCO_2e/MJ en el ciclo de vida, incluyendo emisiones *upstream* y *midstream*, metano e impactos indirectos. Sin embargo, este umbral no elimina por sí solo el riesgo de que el hidrógeno producido a partir de gas fósil con CCS sea presentado como solución climática si no se contabilizan de forma estricta las fugas de metano, el transporte, la licuefacción, la regasificación y la permanencia del almacenamiento.

5.3. Compensaciones de carbono

Las compensaciones de carbono no deberían incluirse entre las medidas prioritarias de descarbonización cuando se utilizan para sustituir reducciones reales en origen. Muchos créditos presentan riesgos de falta de adicionalidad, baja permanencia, doble contabilidad, sobreestimación de beneficios climáticos e impactos sociales o desplazamiento de comunidades para su desarrollo. Además, pueden generar una falsa equivalencia entre una emisión fósil liberada hoy y una reducción o absorción futura, incierta o reversible.

La cuestión central del proceso es que no todas las toneladas son equivalentes. Una emisión fósil añade carbono nuevo al ciclo activo del clima, mientras que muchas compensaciones se basan en reducciones evitadas, cambios de uso del suelo o absorciones biológicas sujetas a reversión por incendios, sequías, plagas o cambios de gestión. Por ello, en ocasiones las compensaciones no deben presentarse como equivalentes a la reducción directa de emisiones en la cadena de valor.

La evidencia reciente cuestiona la narrativa de que los créditos de carbono aceleren la descarbonización corporativa. *Carbon Market Watch* señala que existe un “vacío de evidencia” para demostrar que la compra de créditos en el mercado voluntario cause una aceleración de las reducciones internas de emisiones de las empresas. El informe concluye que esta narrativa debe considerarse no demostrada, ya que los estudios existentes están limitados por factores de confusión, sesgos de muestra, baja calidad de datos y posibles relaciones de causalidad inversa. Es decir, que una empresa compre créditos y reduzca emisiones no prueba que los créditos sean la causa de esa reducción.

El informe también advierte de que los créditos pueden competir con la mitigación interna a través de dos mecanismos:

- El “efecto inversión”, cuando el presupuesto destinado a comprar créditos compite con el presupuesto para reducir emisiones dentro de la empresa.
- El “efecto objetivo”, cuando las empresas utilizan créditos como sustituto barato para cumplir objetivos climáticos voluntarios sin transformar sus operaciones.

Carbon Market Watch recoge evidencia cualitativa de estos riesgos en casos como Delta Airlines, easyJet, Shell, Inpex y Eni, y concluye que los créditos no deben utilizarse como sustituto de la acción climática directa.

En la Unión Europea, la Directiva (UE) 2024/825 contra el *greenwashing*, aplicable desde el 27 de septiembre de 2026", prohíbe el uso de afirmaciones para un producto o servicio como “*climate neutral*”, “*climate positive*” o similares cuando se basen en esquemas de compensación, “salvo cuando se basen en el impacto real del ciclo de vida del producto en cuestión, y no en la compensación de las emisiones de gases de efecto invernadero fuera de la cadena de valor del producto, ya que uno y otra no son equivalentes”. El objetivo es impedir que la compra de créditos se utilice para presentar productos o actividades como neutros en carbono sin reducciones reales.

Este criterio es especialmente importante para estrategias corporativas de neutralidad climática. Una empresa o institución no debería presentar como equivalente una reducción directa de emisiones en su cadena de valor y la compra de créditos externos. La literatura y los marcos de integridad más recientes tienden a converger en una jerarquía:

- Primero, medir, reducir las emisiones y transformar las operaciones y cadenas de valor.
- Después, neutralizar únicamente emisiones residuales inevitables con remociones de alta integridad.
- En paralelo, contribuir a la financiación climática más allá de la propia huella de carbono, sin usar esa contribución para compensar emisiones propias.

También debe distinguirse entre compensaciones, remociones y contribuciones climáticas:

- Las compensaciones buscan neutralizar una emisión propia mediante un crédito externo.
- Las remociones extraen CO_2 de la atmósfera y pueden ser biológicas, geológicas o tecnológicas, con distintos niveles de permanencia.
- Las contribuciones climáticas, en cambio, consisten en financiar acción climática externa sin afirmar que ello compensa emisiones propias. Esta última vía puede ser más honesta para empresas e instituciones que quieran apoyar la mitigación adicional sin debilitar sus objetivos internos de reducción.

5.4. Energía nuclear

La energía nuclear se presenta como una tecnología baja en carbono y gestionable, pero su papel debe evaluarse con precisión.

En la Unión Europea, la energía nuclear representó en 2024 alrededor del 23,3% de la electricidad producida. La generación nuclear europea fue de 649.524 GWh, un 4,8% más que en 2023, aunque sigue por debajo de su máximo histórico (Eurostat señala que la producción nuclear de la UE cayó un 29% entre 2006 y 2024). Francia concentró el 58,6% de toda la generación nuclear de la UE, seguida de España, con 54.510 GWh, equivalente al 8,4% del total nuclear europeo.

En España, las centrales nucleares siguen teniendo un peso relevante en el sistema eléctrico siendo, en 2024, la segunda fuente de generación con aproximadamente el 19% del mix eléctrico (por detrás de la eólica, que alcanzó el 23%, y por delante de la solar fotovoltaica, con el 17%). Ese mismo año, las renovables generaron el 56,8% de la electricidad española y las tecnologías libres de emisiones se situaron cerca del 77% del total. Estos datos muestran que la energía nuclear existente sigue aportando electricidad baja en carbono y firmeza al sistema, pero no resuelven automáticamente el debate sobre el desarrollo de nuevos proyectos nucleares. En este sentido, se debe de analizar si las centrales existentes emiten poco CO_2 durante su operación o, si construir nuevos reactores es una respuesta eficaz para reducir emisiones en esta década. Desde el enfoque de coste de oportunidad, priorizar nuevos desarrollos nucleares puede absorber financiación pública, capacidad administrativa y atención política que podrían dirigirse a soluciones más rápidas de desplegar: eficiencia, renovables, redes, almacenamiento, electrificación, rehabilitación y reducción de demanda.

Los proyectos nucleares recientes en Europa muestran problemas persistentes de costes y plazos. Flamanville 3, en Francia, tenía inicialmente un calendario de construcción de 54 meses, pero su puesta en marcha se retrasó de forma muy significativa. La *Cour des comptes* francesa estimó en 2025 el coste total del proyecto en torno a 23.700 millones de euros, incluyendo intereses durante la construcción, con una rentabilidad inferior al coste medio ponderado de capital de EDF. En Reino Unido, EDF revisó en 2024 el coste de *Hinkley Point C* a 31.000-34.000 millones de libras en valores de 2015, con posibilidad de añadir otros 1.000 millones si se materializaba un nuevo retraso de 12 meses. En Finlandia, *Olkiluoto 3* pasó de una previsión inicial de unos 3.000 millones de euros y entrada en operación en 2009 a un coste final estimado de alrededor de 11.000 millones de euros y entrada comercial en 2023.

A estos costes se suman los impactos ambientales y de ciclo de vida. La energía nuclear no emite CO_2 en la generación eléctrica directa, pero depende de una cadena de combustible que incluye minería, molienda, conversión, enriquecimiento, fabricación de combustible, transporte, operación, gestión de residuos y desmantelamiento. La Agencia de Energía Nuclear de la OCDE identifica, entre los aspectos ambientales relevantes de la minería y molienda de uranio, la sensibilidad

de ecosistemas, las emisiones al aire y al agua, la seguridad radiológica, la gestión de residuos, la clausura de minas y la restauración de emplazamientos.

El uso de agua es otro factor crítico, especialmente en un contexto de adaptación climática. Eurostat recuerda que, alrededor de dos tercios del calor nuclear producido, no se convierte en electricidad y se pierde principalmente como calor residual (salvo una parte muy pequeña utilizada en agricultura o calefacción urbana). Las centrales nucleares necesitan grandes volúmenes de agua para refrigeración y pueden verse afectadas por sequías, olas de calor, caudales reducidos y aumento de la temperatura del agua. En países expuestos al estrés hídrico, como España, esta cuestión debe incorporarse al análisis de seguridad energética y resiliencia climática.

También debe considerarse la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento al finalizar su vida útil. La gestión de residuos de alta actividad exige soluciones estables durante periodos extremadamente largos, financiación suficiente, instituciones robustas y aceptación social. Incluso en países con amplia experiencia nuclear, los almacenes geológicos profundos, los costes de gestión y la localización de infraestructuras asociadas siguen generando retrasos de gestión, conflictos territoriales y riesgos financieros. La existencia de más de 210 reactores cerrados en el mundo analizados por el *World Nuclear Industry Status Report 2024* ilustra la escala del reto de desmantelamiento y gestión posterior al cierre.

5.5. Geoingeniería solar

La geoingeniería solar, también denominada modificación de la radiación solar, *Solar Radiation Modification* (SRM), agrupa técnicas orientadas a reflejar una parte de la radiación solar entrante para reducir temporalmente la temperatura global. Entre las propuestas más discutidas se encuentran la inyección de aerosoles estratosféricos ((SAI), el blanqueamiento de nubes marinas (MCB), el aclaramiento de superficies, los espejos espaciales o determinadas intervenciones polares. Estas técnicas no eliminan CO_2 de la atmósfera, no reducen emisiones en origen y no resuelven impactos asociados a la acumulación de carbono, como la acidificación oceánica. Por tanto, no pueden considerarse soluciones de mitigación.

La técnica más estudiada es la inyección de aerosoles estratosféricos, que consistiría en introducir partículas reflectantes en la estratosfera para aumentar el albedo planetario. Parte del interés que despierta se debe a su aparente bajo coste técnico. Un estudio de *Smith* y *Wagner* estimó que un despliegue inicial mediante aeronaves especializadas podría costar alrededor de 2.250 millones de dólares anuales durante los primeros 15 años, con unos 4.000 vuelos el primer año y un aumento de unos 4.000 vuelos adicionales por año. Otros trabajos sitúan los costes técnicos de reducir 1 °C el calentamiento mediante SAI en el orden de 10.000-18.000 millones de dólares anuales, dependiendo de supuestos y escenarios. Estas cifras suelen presentarse como bajas en comparación con los costes de mitigación, pero son engañosas si se incluyen los riesgos, los daños colaterales, la gobernanza y la necesidad de mantener la intervención durante décadas o siglos.

La cuestión fundamental es que el coste técnico directo no equivale al coste social, climático o político. Un análisis publicado en *Nature Sustainability* estima que la inyección de aerosoles estratosféricos podría generar daños colaterales anuales de hasta 800.000 millones de dólares, y que estos costes podrían ser incluso superiores para el blanqueamiento de nubes marinas. La diferencia entre "coste de despliegue" y "coste total" es central, una tecnología aparentemente barata puede generar riesgos sistémicos que no aparecen en los cálculos de ingeniería.

El IPCC reconoce que algunas formas de SRM podrían reducir temporalmente ciertos riesgos climáticos al bajar la temperatura media global, pero subraya que no abordan la causa del cambio climático ni sustituyen la mitigación. Además, advierte de riesgos e incertidumbres relevantes como los cambios en patrones de precipitación, los impactos sobre monzones, los efectos regionales desiguales, las alteraciones en ecosistemas, los posibles efectos sobre la capa de ozono, los riesgos para agricultura y salud, y la posibilidad de un *termination shock* si la intervención se interrumpe de forma abrupta mientras las concentraciones de gases de efecto invernadero siguen siendo elevadas.

UNEP también insiste en que la SRM no es una alternativa a la acción climática real. Su informe *One Atmosphere* señala que estas tecnologías siguen siendo especulativas, con importantes incertidumbres sobre riesgos, impactos y consecuencias no deseadas, especialmente en el caso de la inyección de aerosoles estratosféricos. Reconoce que la SRM podría reducir temporalmente la temperatura, pero no reduce las concentraciones de gases de efecto invernadero ni aborda los impactos de fondo del cambio climático.

El blanqueamiento de nubes marinas plantea riesgos similares. Consistiría en inyectar partículas de sal marina para aumentar la reflectividad de determinadas nubes sobre los océanos. Aunque se ha estudiado menos que la SAI, suscita preocupación por sus posibles efectos regionales sobre precipitación, circulación atmosférica, ecosistemas marinos y patrones meteorológicos. La NOAA identifica la SAI y el MCB como las técnicas que más atención han recibido por su aparente factibilidad y coste, pero subraya que siguen existiendo grandes incertidumbres científicas.

A estos riesgos físicos se suma un problema de gobernanza. La geoingeniería solar tendría efectos transfronterizos por lo que una decisión adoptada por un país o grupo reducido de actores podría alterar condiciones climáticas en otras regiones. Esto abre riesgos de conflicto geopolítico, disputas sobre responsabilidad por daños, ausencia de consentimiento global, desigualdad en la distribución de impactos y dificultades para decidir quién controla el "termostato" planetario. La Comisión Europea, a través de su mecanismo de asesoramiento científico, ha señalado que los riesgos y beneficios de la SRM están pobremente comprendidos y que las normas, procedimientos e instituciones de gobernanza son débiles o inexistentes.

También existe un riesgo político central: el *moral hazard*. La promesa de una intervención tecnológica futura puede reducir la presión para abandonar los combustibles fósiles, invertir en mitigación real y transformar los sistemas energéticos, industriales y alimentarios. La *Royal Society* advierte de que, aunque

una implementación coordinada podría reducir algunos impactos climáticos, la SRM solo enmascara parte del calentamiento inducido por actividades humanas y no sustituye la reducción de emisiones.

Bibliografía

Carbon Market Watch. (2024, October 3). *No place for carbon removals in emissions reduction policies*. https://carbonmarketwatch.org/2024/10/03/no-place-for-carbon-removals-in-emissions-reduction-policies/

Carbon Market Watch. (2025). *The weak link: Do carbon credits actually accelerate corporate decarbonisation?* [Policy brief]. Documento aportado por el usuario.

Climate Action Network Europe. (2024). *CAN Europe's position on EU climate targets and GHG budget*. https://caneurope.org/publications/can-europes-position-eu-climate-targets-ghg-budget/

Climate Action Network Europe. (2025). *Civil society 10-point plan for a fossil gas phase-out*. https://caneurope.org/publications/civil-society-10-point-plan-for-a-fossil-gas-phase-out/

Climate Action Network Europe. (2025). *Reaction: Low-carbon hydrogen delegated act*. https://caneurope.org/news/reaction-low-carbon-hydrogen-delegated-act/

Climate Action Network Europe. (2025). *TF1.5 briefing: Enabling a 2040 climate target*. https://1point5.caneurope.org/wp-content/uploads/2025/02/TF1.5_-2040-briefing-enabling-2040-climate-target.pdf

European Commission. (2020). *Renovation wave*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-performance-buildings/renovation-wave_en

European Commission. (2020). *Sustainable and smart mobility strategy*. https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/mobility-strategy_en

European Commission. (2023). *European grids*. https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en

European Commission. (2024). *Energy performance of buildings directive*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-performance-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

European Commission. (2024). *European Critical Raw Materials Act*. https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/green-deal-industrial-plan/european-critical-raw-materials-act_en

European Commission. (2025). *Assessment of the final updated national energy and climate plan of Spain* (Commission Staff Working Document). https://commission.europa.eu/document/download/beb91736-cbc5-4b3e-ba25-7dc1b7954266_en

European Commission. (2025). *Clean Industrial Deal*. https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en

European Commission. (2025). *Electrification*. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/electrification_en

European Commission. (2025). *Industrial carbon management*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management_en

European Commission. (2025). *The EU's 2030 carbon storage target*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/eus-2030-carbon-storage-target_en

European Commission. (2025). *Questions and answers on the delegated act on low-carbon fuels*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_25_1744/QANDA_25_1744_EN.pdf

European Commission, Directorate-General for Research and Innovation. (2023). *Solar radiation modification: Scoping paper*. https://research-and-innovation.ec.europa.eu/system/files/2023-08/Scoping_paper_SRM.pdf

European Environment Agency. (2024). *Greenhouse gas emissions from agriculture in Europe*. https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emissions-from-agriculture

European Environment Agency. (2024). *Greenhouse gas emissions from land use, land use change and forestry in Europe*. https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emissions-from-land

European Environment Agency. (2024). *Primary and final energy consumption in Europe*. https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/primary-and-final-energy-consumption

European Environment Agency. (2024). *Circular material use rate in Europe*. https://www.eea.europa.eu/en/circularity/thematic-metrics/materialsandwaste/circular-material-use-rate

European Environment Agency. (2026). *Zero-pollution, decarbonisation, and circular economy in energy-intensive industries*. https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/zero-pollution-decarbonisation-and-circular-economy-in-energy-intensive-industries

European Environmental Bureau. (n.d.). *False solutions*. https://eeb.org/en/work-areas/climate-change/false-solutions/

European Environmental Bureau. (2023). *Hydrogen: A limited and targeted role in the energy transition*. https://eeb.org/wp-content/uploads/2023/01/EEB_Policy-brief-hydrogen_final_20230126.pdf

European Environmental Bureau. (2025). *Carbon capture and storage: A risky bet for Europe's climate strategy*. https://eeb.org/wp-content/uploads/2025/05/EEB-CCS-briefing.pdf

European Parliament and Council of the European Union. (2024). *Regulation (EU) 2024/3012 of the European Parliament and of the Council of 27 November 2024 establishing a Union certification framework for permanent carbon removals, carbon farming and carbon storage in products*. *Official Journal of the European Union*. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj/eng

European Parliamentary Research Service. (2025). *Low-carbon hydrogen: Delegated act on the methodology for assessing greenhouse gas emission savings*. European Parliament. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS_BRI(2025)777921_EN.pdf

European University Institute. (2025). *Carbon removals and carbon markets: Developments after COP29*. https://www.eui.eu/events?id=576934

Eurostat. (2024). *Energy consumption in households*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households

Eurostat. (2025). *Nuclear energy statistics*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Nuclear_energy_statistics

Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology. (2022). *The limitations of hydrogen blending in the European gas grid*. https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf

Global CCS Institute. (2024). *Global status of CCS 2024: Collaborating for a net-zero future*. https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering, 9*(10), 1676–1687. https://doi.org/10.1002/ese3.956

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2018). *Global warming of 1.5°C: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways*. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/9781009157940

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2022). *Climate change 2022: Mitigation of climate change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/9781009157926

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2023). *Climate change 2023: Synthesis report. Summary for policymakers*. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/summary-for-policymakers/

International Climate Politics Hub. (2026, May 13). *A path back below 1.5°C: Limiting the magnitude and duration of overshoot* [Briefing]. Documento aportado por el usuario.

International Energy Agency. (2021). *Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

International Energy Agency. (2021). *Is carbon capture too expensive?* https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive

International Energy Agency. (2022). *Special report on solar PV global supply chains*. https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains

International Energy Agency. (2023). *Energy efficiency 2023*. https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023

International Energy Agency. (2023). *COP28 tripling renewable capacity pledge: Tracking countries' ambitions and identifying policies to bridge the gap*. https://www.iea.org/reports/cop28-tripling-renewable-capacity-pledge

International Energy Agency. (2024). *Global critical minerals outlook 2024*. https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024

International Energy Agency. (2024). *Global hydrogen review 2024*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

International Energy Agency. (2024). *Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028*. https://www.iea.org/reports/renewables-2023

International Energy Agency. (2025). *Global hydrogen review 2025*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025

International Energy Agency. (2025). *Net zero emissions by 2050 scenario*. https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze

International Energy Agency. (2025). *With new export controls on critical minerals, supply concentration risks become reality*. https://www.iea.org/commentaries/with-new-export-controls-on-critical-minerals-supply-concentration-risks-become-reality

Ministerio de Industria y Turismo. (2023). *PERTE de descarbonización industrial*. https://www.mintur.gob.es/es-es/recuperacion-transformacion-resiliencia/paginas/perte-descarbonizacion.aspx

Ministerio de Industria y Turismo. (2025). *El PERTE de descarbonización industrial permitirá movilizar hasta 11.800 millones de euros de inversión total*.

https://www.mintur.gob.es/es-es/GabinetePrensa/NotasPrensa/2025/Paginas/adjudicacion-proyectos-perte-descarbonizacion-industrial.aspx

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Hoja de ruta del biogás*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Informes y mapas de seguimiento de la sequía*. https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/observatorio-nacional-de-la-sequia/informes-mapas-seguimiento.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Sumideros de carbono*. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/sumideros-de-carbono.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (n.d.). *Establecimiento de caudales ecológicos*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/planificacion-hidrologica/16establecimientodecaudalesecologicos_tcm30-215775.pdf

National Oceanic and Atmospheric Administration. (2023). *Solar radiation modification: NOAA state of the science factsheet*. https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/solar-radiation-modification-noaa-state-science-factsheet

Organisation for Economic Co-operation and Development, & Nuclear Energy Agency. (2014). *Managing environmental and health impacts of uranium mining*. OECD Publishing. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_13154/environmental-activities-in-uranium-mining-and-milling

Real Instituto Elcano. (2025). *From phasing out to phasing in: Lessons from Spain's just transition governance framework*. https://www.realinstitutoelcano.org/en/analyses/from-phasing-out-to-phasing-in-lessons-from-spains-just-transition-governance-framework/

Real Instituto Elcano. (2025). *Geopolítica y transición verde: El papel de España en el futuro energético europeo*. https://www.realinstitutoelcano.org/actividades/geopolitica-y-transicion-verde-el-papel-de-espana-en-el-futuro-energetico-europeo/

Red Eléctrica. (2024). *Informe de energías renovables 2023*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2023/informe-de-energias-renovables

Red Eléctrica. (2025). *Las energías renovables generaron el 56,8 % de la electricidad en España en 2024*. https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/01/las-energias-renovables-generaron-el-56-8-por-ciento-de-la-electricidad-en-espana-en-2024

Royal Society. (2023). *Solar radiation modification: Summary briefing*. https://royalsociety.org/news-resources/projects/solar-radiation-modification/summary-briefing/

Sandbag. (2025). *EU 2040 climate target: Open letter on separate targets for emissions reductions, land sinks and permanent removals*. https://sandbageurope.xyz/

Smith, W., & Wagner, G. (2018). Stratospheric aerosol injection tactics and costs in the first 15 years of deployment. *Environmental Research Letters, 13*(12), 124001. https://doi.org/10.1088/1748-9326/aae98d

United Nations Environment Programme. (2023). *One atmosphere: An independent expert review on solar radiation modification research and deployment*. https://www.unep.org/resources/report/Solar-Radiation-Modification-research-deployment

United Nations Environment Programme. (2024). *Emissions gap report 2024: No more hot air … please! With a massive gap between rhetoric and reality, countries draft new climate commitments*. https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2024

United Nations Environment Programme. (2025). *Emissions gap report 2025: Off target*. https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2025

United Nations Environment Programme, & International Resource Panel. (2024). *Global resources outlook 2024: Bend the trend — Pathways to a liveable planet as resource use spikes*. https://www.unep.org/resources/Global-Resource-Outlook-2024

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris Agreement*. https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2023). *Outcome of the first global stocktake: Draft decision -/CMA.5* (FCCC/PA/CMA/2023/L.17). https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_L17_adv.pdf

United Nations Framework Convention on Climate Change, Standing Committee on Finance. (2024). *Second report on the determination of the needs of developing country Parties related to implementing the Convention and the Paris Agreement*. https://unfccc.int/topics/climate-finance/workstreams/determination-of-the-needs-of-developing-country-parties/second-report-on-the-determination-of-the-needs-of-developing-country-parties

World Nuclear Industry Status Report. (2024). *The world nuclear industry status report 2024*. https://www.worldnuclearreport.org/World-Nuclear-Industry-Status-Report-2024

World Wide Fund for Nature. (2025). *COP30 policy brief: Fossil fuel phase-out*. https://wwfint.awsassets.panda.org/img/original/cop30-policy-brief_fossil-fuel-phase-out-oct-2025-v2.pdf

Anexo 1. Tabla de tecnologías de descarbonización

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
PRIORITARIA	**Suficiencia y reducción de demanda**	Reducción del consumo energético y material; diseño urbano de proximidad; reducción de desplazamientos; optimización del uso de edificios e infraestructuras; reducción del consumo excesivo; modelos de prestación de servicios con menor demanda energética	Actuar primero sobre la necesidad de energía y materiales, evitando sobredimensionar el sistema energético y las infraestructuras.
PRIORITARIA	**Eficiencia energética**	Aislamiento; mejora de envolventes; equipos eficientes; motores y bombas eficientes; optimización de procesos industriales; recuperación de calor; gestión energética; reducción de pérdidas de redes	Tecnología madura, disponible y con capacidad de reducción inmediata de emisiones.
PRIORITARIA	**Economía circular y reducción de presión material**	Ecodiseño; durabilidad; reparación; reutilización; reciclaje de alta calidad; simbiosis industrial; uso de materiales secundarios; reducción del uso de materias primas; sustitución de materiales; prevención de residuos	Debe priorizar la prevención y reducción material frente al reciclaje como única respuesta.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
PRIORITARIA	**Solar fotovoltaica**	Autoconsumo; comunidades energéticas; cubiertas industriales; edificios públicos; aparcamientos; espacios degradados; plantas fotovoltaicas adecuadamente planificadas	Priorizar superficies artificializadas y generación distribuida; las grandes plantas requieren evaluación territorial y de biodiversidad.
PRIORITARIA	**Eólica terrestre**	Nuevos parques en zonas adecuadas; repotenciación; generación distribuida cuando proceda	Condicionada a planificación territorial, protección de aves y quirópteros, participación temprana y retorno territorial.
PRIORITARIA / CONDICIONADA	**Eólica marina**	Eólica marina fija y flotante; infraestructuras portuarias y redes asociadas	Puede aportar generación a gran escala, pero exige evaluación de biodiversidad marina, pesca, navegación, paisaje y comunidades costeras.
PRIORITARIA / LIMITADA	**Hidráulica y bombeo asociado**	Optimización de centrales existentes; bombeo hidroeléctrico; sistemas cerrados; almacenamiento en infraestructuras existentes	Se prioriza la optimización del parque existente frente a nuevas grandes presas. Deben respetarse caudales ecológicos, disponibilidad hídrica y biodiversidad.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
PRIORITARIA	**Calor renovable**	Bombas de calor; aerotermia; geotermia; solar térmica; redes de calor y frío renovables; aprovechamiento de calor residual	Especialmente relevante para sustituir gas y gasóleo en edificios, servicios e industria.
PRIORITARIA	**Electrificación directa**	Vehículo eléctrico; bombas de calor; motores eléctricos; hornos eléctricos; resistencias; bombas y compresores eléctricos; electrificación de procesos industriales	Debe priorizarse frente a hidrógeno o combustibles sintéticos siempre que sea técnicamente viable, por su mayor eficiencia energética.
HABILITADORA	**Redes eléctricas**	Refuerzo de redes de transporte y distribución; nuevas conexiones; redes inteligentes; digitalización; interconexiones	Necesarias para integrar renovables, autoconsumo, electrificación industrial, bombas de calor y movilidad eléctrica.
HABILITADORA	**Almacenamiento energético**	Baterías; bombeo; almacenamiento térmico; soluciones distribuidas	Facilita la integración de renovables variables y reduce necesidades de generación fósil de respaldo.
HABILITADORA	**Flexibilidad y gestión de demanda**	Agregadores; respuesta de demanda; tarifas dinámicas; autoconsumo compartido; gestión inteligente; vehículo eléctrico flexible	Permite adaptar consumo y generación, reducir picos y aprovechar mejor la producción renovable.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
HABILITADORA	**Rehabilitación energética de edificios**	Aislamiento; ventanas; fachadas; cubiertas; protección solar; ventilación; bombas de calor; autoconsumo; almacenamiento; gestión inteligente	Debe priorizar vivienda vulnerable, vivienda social, edificios públicos y edificios expuestos a pobreza energética o calor extremo.
HABILITADORA	**Adaptación integrada en edificios**	Sombreamiento; vegetación; ventilación cruzada; refugios climáticos; reducción de isla de calor	Complementa la mitigación y evita aumentar demanda de refrigeración.
HABILITADORA	**Movilidad sostenible**	Urbanismo de proximidad; caminar; bicicleta; transporte público; ferrocarril; teletrabajo; logística eficiente; electrificación de flotas	Jerarquía propuesta: evitar desplazamientos → cambio modal → eficiencia → electrificación.
HABILITADORA	**Infraestructura de recarga eléctrica**	Recarga residencial, laboral, pública, corredores viarios y zonas rurales	Necesaria para electrificar los desplazamientos que no puedan evitarse o trasladarse a otros modos.
HABILITADORA	**Descarbonización industrial**	Eficiencia; electrificación; recuperación de calor; bombas de calor industriales; hornos eléctricos; circularidad; simbiosis industrial; sustitución de materiales	Constituye la primera línea de actuación industrial antes de recurrir a tecnologías complejas.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
HABILITADORA	**Acero y aluminio circulares**	Reciclaje de acero y aluminio; hornos eléctricos; electricidad renovable; mayor disponibilidad de chatarra	Priorizar reciclaje y electrificación antes de nuevas rutas energéticas más complejas.
HABILITADORA	**Sistemas alimentarios sostenibles**	Dietas saludables y sostenibles; reducción de desperdicio; cadenas alimentarias de menor impacto	Deben integrar clima, biodiversidad, salud, equidad y resiliencia rural.
HABILITADORA	**Agricultura y gestión del suelo**	Agroecología; agricultura regenerativa; cubiertas vegetales; rotaciones; conservación de suelos; gestión de fertilizantes y estiércoles; reducción de CH_4 y N_2O	Priorizar reducción de emisiones y resiliencia del sistema frente a su utilización como mecanismo de compensación.
HABILITADORA	**Protección y restauración de sumideros naturales**	Bosques; humedales; turberas; pastizales; riberas; suelos agrícolas	Deben protegerse por sus funciones climáticas y ecológicas, no utilizarse para justificar emisiones fósiles evitables.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
CONDICIONADA	**Hidrógeno renovable**	Electrólisis con electricidad renovable adicional; valles industriales; hidrógeno para acero primario, química, fertilizantes y determinados procesos de alta temperatura	Reservarlo a usos difíciles de electrificar. Exigir adicionalidad, trazabilidad y disponibilidad hídrica. No utilizarlo como vector energético universal.
CONDICIONADA	**E-fuels / combustibles sintéticos**	E-queroseno; e-metanol; otros combustibles sintéticos basados en hidrógeno renovable	Principalmente aviación de larga distancia, transporte marítimo y algunos procesos industriales. No recomendados para automóvil privado, transporte ligero o calefacción.
CONDICIONADA	**CCS industrial para emisiones industriales residuales**	Captura, transporte y almacenamiento geológico de CO_2	Solo para emisiones de proceso difíciles de eliminar, especialmente cemento, cal y determinados procesos químicos, tras agotar alternativas de reducción directa.
CONDICIONADA	**Remociones de carbono**	Restauración y sumideros naturales; DACCS; otras remociones permanentes	Solo para emisiones residuales inevitables. Deben separarse contablemente de las reducciones y cumplir adicionalidad, permanencia, trazabilidad y ausencia de doble contabilidad.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
CONDICIONADA	**Biogás y biometano**	Digestión anaerobia de residuos agroindustriales, estiércoles, lodos y fracción orgánica; uso local del biogás	Priorizar residuos locales y trazables. Controlar digestatos, olores, tráfico, impactos territoriales y tamaño de las instalaciones.
CONDICIONADA	**Biocombustibles avanzados**	Combustibles a partir de residuos y materias primas sostenibles	Reservarlos para sectores sin alternativa eléctrica directa y demostrar sostenibilidad mediante análisis de ciclo de vida.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
DESCARTADA COMO SOLUCIÓN DE DESCARBONIZACIÓN	**CCS en centrales fósiles**	Captura de CO_2 en generación con carbón o gas; CCS ligada a extracción o refino fósil	Riesgo de prolongar infraestructuras fósiles, elevado coste de oportunidad y emisiones residuales/upstream.
DESCARTADA / NO PRIORITARIA	**Hidrógeno gris**	Reformado de gas natural sin captura	Continúa dependiendo directamente de combustibles fósiles y presenta emisiones elevadas.
DESCARTADA / NO PRIORITARIA	**Hidrógeno negro o marrón**	Gasificación de carbón o lignito	Elevada intensidad de carbono.
DESCARTADA COMO OPCIÓN ESTRATÉGICA	**Hidrógeno azul**	Gas fósil + CCS	Riesgo de lock-in fósil; resultado climático muy dependiente de las fugas de metano y de las tasas reales de captura y almacenamiento.
DESCARTADA	**Blending de hidrógeno en redes de gas**	Mezcla de pequeñas proporciones de H_2 con gas natural	Reducciones limitadas, baja eficiencia y riesgo de prolongar infraestructuras gasistas.
DESCARTADA / NO PRIORITARIA	**Hidrógeno turquesa**	Pirólisis de metano	Mantiene dependencia del gas fósil y presenta incertidumbres respecto a fugas, energía, carbono sólido y madurez.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
NO PRIORITARIA	**Hidrógeno nuclear / rosa / púrpura**	Electrólisis alimentada por electricidad nuclear	El documento no lo considera una solución estructural prioritaria debido a costes, residuos, seguridad, plazos y dependencia nuclear.
DESCARTADA COMO DESCARBONIZACIÓN	**Compensaciones de carbono para sustituir reducciones internas**	Créditos forestales, proyectos externos de reducción/evitación y otras compensaciones	No deben sustituir reducciones en origen. Presentan riesgos de adicionalidad, permanencia, doble contabilidad y sobreestimación.
NO PRIORITARIA / DESCARTADA PARA NUEVO DESPLIEGUE	**Nueva energía nuclear**	Nuevos reactores nucleares	El documento diferencia la generación nuclear existente de la construcción de nuevas plantas. Para nuevos proyectos identifica plazos largos, costes elevados, residuos, consumo de agua y coste de oportunidad frente a soluciones de despliegue más rápido.
DESCARTADA COMO MITIGACIÓN	**Geoingeniería solar / SRM**	Inyección de aerosoles estratosféricos; blanqueamiento de nubes marinas; modificación del albedo; espejos espaciales	No elimina CO_2 ni reduce emisiones. Presenta riesgos climáticos, ecológicos, geopolíticos y de gobernanza y puede generar moral hazard.

Nivel	Solución / ámbito	Tecnologías y acciones relacionadas	Criterio de aplicación
DESCARTADA	**Biocombustibles basados en cultivos alimentarios o de alto riesgo ILUC**	Palma, soja y otros cultivos dedicados	Riesgos de deforestación, cambio indirecto de uso del suelo, competencia alimentaria, pérdida de biodiversidad y presión sobre sumideros.
DESCARTADA PARA USOS ELECTRIFICABLES	**E-fuels en automóvil y transporte ligero**	Gasolina o diésel sintéticos para vehículos privados y furgonetas	Mucho menos eficientes que la electrificación directa y demandan grandes cantidades de electricidad renovable.
DESCARTADA PARA USOS ELECTRIFICABLES	**Hidrógeno para calefacción residencial y vehículo privado**	Calderas de H_2; coches de pila de combustible de uso generalizado	La electrificación directa ofrece una utilización mucho más eficiente de la electricidad renovable.

Anexo2. Documentos relacionados

- Posicionamiento de ECODES sobre los combustibles fósiles, disponible aquí.
- Avance de la implementación del PNIEC. Constataciones y comparativa con la NDC de la Unión Europea, disponible aquí.

ecodes
tiempo de actuar

Plaza San Bruno, 9
50001 – Zaragoza (España)

www.ecodes.org

Telf.: +34 976 29 82 82
ecodes@ecodes.org