

REAL ACADEMIA DE DOCTORES
DE ESPAÑA

**NEUTRALIDAD CLIMÁTICA,
TRANSICIONES ENERGÉTICAS Y
TRANSFORMACIONES INDUSTRIALES**

DISCURSO PRONUNCIADO POR EL

**Excmo. Sr. Dr. D. ELOY IGNACIO
ÁLVAREZ PELEGRY**

EN EL ACTO DE SU TOMA DE POSESIÓN
COMO ACADÉMICO DE NÚMERO
EL DÍA 24 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Y CONTESTACIÓN DE LA

**Excma. Sra. Dra. Dña. BEATRIZ YOLANDA
MORATILLA SORIA**



**MADRID
MMXXV**

© Todos los derechos reservados. Esta obra está registrada y no puede ser reproducida, almacenada o transmitida por ningún medio, parcial o totalmente, sin permiso previo del autor.

© Eloy Ignacio Álvarez Pelegry

Depósito legal: M-19483-2025
ISBN: 978-84-09-75086-3

Imprime: RYLCAS, SL
Acuerdo, 17 - 28015 Madrid - España

ÍNDICE

NEUTRALIDAD CLIMÁTICA, TRANSICIONES ENERGÉTICAS Y TRANSFORMACIONES INDUSTRIALES

I.	Agradecimientos	5
II.	Exordio y proposición	9
III.	Políticas climáticas. De lo global a lo regional:	
	la UE y la neutralidad climática	13
III.1	De lo global a lo regional	14
III.2	El caso de la Unión Europea	16
III.3.	España	18
III.4	Sobre la evolución de las emisiones de GEI	19
III.5	Retos y oportunidades	23
IV.	Transiciones energéticas.	25
IV.1	Escenarios..	25
IV.2	Estrategias, hojas de ruta y planes energéticos. ...	31
IV.3	Un examen de las transiciones del pasado	36
IV.4	Escenarios y transiciones: enfoques y enseñanzas..	43
V.	La descarbonización como transición energética. ...	47
V.1	Introducción	47
V.2	Seguridad energética: condición <i>sine qua non</i>	48
V.3	Las materias primas minerales: imprescindibles para la transición energética	52
V.4	Descarbonización y estructura energética... ..	56
V.5	Electricidad, gas y energías emergentes.	63
V.6	La necesidad de un objetivo conjunto y acompasado: descarbonización y competitividad	79

VI. De las transiciones energéticas a las transformaciones industriales..83
VI.1 A modo de introducción	83
VI.2 Sobre políticas industriales.	86
VI.3 Transformaciones en las industrias existentes.. ...	91
VI.4 Las nuevas industrias	97
VII. A modo de conclusiones y reflexiones finales...	101
VIII. Referencias bibliográficas y notas	117
Anexo 1. ¿Qué significa la neutralidad climática?	141
Anexo 2. Escenarios. Algunos planteamientos generales	144
Anexo 3 Energía primaria, final, identidad de Kaya y estructura de generación. España (1973-2023).	150
Contestación de la Excma. Sra. Dra. Dña. Beatriz Yolanda Moratilla Soria	161

NEUTRALIDAD CLIMÁTICA, TRANSICIONES ENERGÉTICAS Y TRANSFORMACIONES INDUSTRIALES

Excelentísimo Sr. Presidente de la Real Academia de Doctores de España,

Excelentísimas Sras. Académicas, Excelentísimos Sres. Académicos,

Sr. Director de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y
Energía de Madrid,

Señoras y señores.

I. Agradecimientos

Es para mí un gran honor haber sido nombrado académico de esta prestigiosa, e interdisciplinar, Real Academia de Doctores de España, y deseo comenzar por agradecer, muy sinceramente, a los miembros de esta institución que me hayan elegido.

En especial, quiero agradecer al académico Dr. José Sierra López su gran apoyo, y sus consejos. Como gran conocedor del mundo energético; siempre destaca la relevancia de la política energética y en particular la permanente actualidad de la seguridad energética; tema que trató ampliamente en su discurso de ingreso en esta academia.

Igualmente deseo agradecer Dr. José Ramón Casar Corredera, anterior presidente de la sección de ingeniería, y actual vicepresidente de esta academia, sus sugerencias y su disposición para defender mi candidatura, que fue llevada a cabo por la Dra. Rosario Lunar Hernández, quien también suscribió la carta de solicitud de mi candidatura, y a la que le estoy muy agradecido.

Asimismo, tengo una deuda de gratitud con la académica la Dra. Yolanda Moratilla y con el académico Dr. Emilio de Diego García, que también han presentado formalmente mi candidatura; así como al Dr. Pedro Rivero por sus consejos y sus sugerencias sobre algunos temas del discurso.

Deseo también agradecer al director de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía de Madrid, Dr. Francisco Javier Elorza,

que haya facilitado a la academia este espléndido e histórico salón de actos para la lectura del discurso. Como ingeniero de minas, y profesor, es una gran satisfacción leer este discurso de ingreso en un lugar tan emblemático.

La medalla 18, perteneció al Dr. José Luis Díaz Fernández y es para mí un honor que me hayan asignado la suya. Yo le conocía personalmente y tuve contacto con él durante bastantes años; contactos que fueron más frecuentes cuando fui elegido miembro de la Real Academia de Ingeniería, de la que él fue miembro constituyente; y tuve la satisfacción de que contestase a mi discurso de ingreso. Lo recuerdo siempre con un trato afable. Transmitía cercanía y seriedad y sus opiniones reflejaban un pensamiento riguroso y criterio propio.

Yo he desarrollado mi actividad profesional y académica en el mundo de la energía y, cuando comenzaba mi andadura profesional José Luis era ya un referente y una figura conocida y respetada en el mundo empresarial y en el académico. Lo escuché en varias ocasiones en conferencias, y en mesas redondas en las que participaba como ponente, y escuchándolo, creció mi interés por la energía y por el mundo del petróleo y del gas. Recuerdo haber leído con gran interés el libro “Del Monopolio al libre mercado. La historia de la industria petrolera española” del que es coautor.

José Luis comenzó su trayectoria profesional en la empresa Auxini en la que posteriormente sería consejero director, y en la empresa Enpasa. Compaginó una brillante carrera en el mundo industrial con la académica como catedrático en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid y también en la de Oviedo.

Fue director general de la energía, en el año 1972; y entre otros cargos vicepresidente ejecutivo de Enpetrol. También tuvo una participación muy relevante, como ha reconocido Oscar Fanjul¹, en la adaptación del monopolio de petróleos por el que Campsa se transformó en CLH y luego en Exolum siendo el último presidente de Campsa y el primero de CLH.

Fue también presidente de la Fundación Repsol YPF tras su jubilación en el grupo Repsol; donde fue presidente de Repsol Comercial y de Repsol Petróleo, así como consejero de numerosas empresas entre ellas Endesa, Enagás, Butano, Hispanoil y Petronor.

Su actividad académica fue dilatada y ha dejado huella en las escuelas donde impartió docencia, en particular en la Escuela de Minas de Madrid. En 1965 obtuvo por oposición la cátedra de “Física (Iniciación)” y “Ampliación de Física, primer año” en la Escuela de Minas de Oviedo y, poco tiempo después, obtiene por oposición la plaza de catedrático numerario “Mecánica fundamental, primer año. Mecánica de Fluidos. Máquinas hidráulicas y neumáticas, segundo año” en la ETS de Ingenieros de Minas de Madrid. Su actividad estuvo acompañada de varias publicaciones, entre otras sobre mecánica. En total su actividad docente supuso más de 32 años de dedicación a la universidad.

José Luis ingreso en esta academia, con la medalla 18, en el año 2004 y su discurso de ingreso versó sobre el pasado, presente y futuro de las energías fósiles². Así pues, es para mí una satisfacción reforzada ostentar la medalla, del que fue tan ilustre académico y tan notable persona. Medalla que, por las circunstancias referidas, parafraseando a Pedro Cátedra “solo se puede deber al azar o en el mejor de los casos a su misteriosa lógica”³; y que para mí supone un honor y también una responsabilidad.

En el poema “Para que yo me llame Ángel González”, el ovetense del mismo nombre, dice que para que su ser pese sobre el suelo fue necesario un ancho espacio y un largo tiempo. Sin ir tan atrás en la historia, yo tengo que agradecer a todos aquellos, que son muy numerosos, que me ayudaron, de los que aprendí, o que me otorgaron su amistad; su aprecio o su afecto. Ya desde los primeros estudios del bachillerato, luego en la carrera y posteriormente en la vida empresarial y académica. He aprendido de mis colaboradores, de mis jefes y también de las personas que he ido conociendo y tratando.

En el ámbito personal tengo un especial agradecimiento para mis hijos, Nacho y Ana, de los que me siento muy orgulloso, a mis padres, de los que aprendí la importancia de la preparación, del trabajo bien hecho y de la seriedad en el cumplimiento de los compromisos; a mi hermana y a mi familia, y a aquellas personas que con su afecto y dedicación me han hecho mejor.

II. Exordio y proposición

En el año 2015 tuvo lugar el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes (COP) 21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). En el año 2019, el Pacto Verde Europeo (PVE) propuso un amplio conjunto de medidas para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y en el año 2021, se aprobó la Ley de neutralidad climática que obliga a que las emisiones netas de GEI en Europa (UE-27), sean cero en 2050. Y el denominado paquete objetivo 55 (*Fit for 55*), estableció el objetivo intermedio, de reducir en el año 2030 las emisiones de GEI un 55 % respecto al año 1990.

En los primeros años de la década de 2020 se promulgaron leyes, normativas y regulaciones, que abarcan la mayoría de los sectores de la economía: la generación eléctrica, el transporte, la industria o los edificios; fijando obligaciones y objetivos para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero.

En España tenemos objetivos y regulaciones, que se enmarcan y alinean con la Unión Europea (UE); que fijan objetivos, estrategias y hojas de ruta para nuestro país. El entramado de normativas, objetivos, compromisos e iniciativas es tal, que debemos analizar, con la mayor profundidad posible, las implicaciones de este ambicioso proceso.

Las estrategias y hojas de ruta señalan los caminos a seguir con horizontes temporales de medio plazo y hasta mediados de este siglo. Los gobiernos, las empresas, la industria y los ciudadanos están afectados y/o involucrados en procesos, que en su conjunto apuntan a un objetivo final de descarbonización de la economía.

Esto supone un reto monumental al modificar muy sustancialmente la estructura energética e implica una transición energética, que tiene un horizonte a medio y largo plazo con fechas definidas y objetivos, como el de cero emisiones netas de GEI en el año 2050. Los escenarios apuntan diferentes posibilidades para el futuro y, sobre todo, diferentes modos, medios y tecnologías para conseguir, en todo o en parte, los objetivos.

Esta transición no es como las del pasado, tiene elementos nuevos y disruptivos por su ambición en los objetivos, por la fijación de un plazo

para la neutralidad climática y por su alcance, ya que afecta a un numeroso conjunto de sectores, no solo los energéticos, también los industriales, y se da en un contexto en los que la competitividad de Europa debe cuidarse y relanzarse.

Por tanto, nos encontramos ante una situación nueva y compleja. La descarbonización implica profundas transformaciones y aún con las hojas de ruta y los mapas en la mano, en bastantes casos, estamos entrando en territorios desconocidos. Asimismo, en las implementaciones estamos viendo interrelaciones no previstas y efectos, en ocasiones, no deseados. Y es que, recordando a Kaplan, R.D. (2015), hay que tener muy en cuenta la geografía.

En este discurso, tras examinar, con cierto detalle la regulación que nos afecta, se pasa revista a la evolución de las emisiones de GEI en el mundo y en Europa; y tiene el atrevimiento de abordar las implicaciones de la neutralidad climática desde el enfoque de las transiciones energéticas analizando éstas a futuro, mediante las técnicas de los escenarios, y mirando al pasado, para tener en cuenta las enseñanzas de este.

Además situamos la descarbonización, en el marco de la transición energética, tratando de ir más allá de los enfoques habituales y teniendo en cuenta las interrelaciones, que se crean en los procesos de transición y descarbonización, algunas de las cuales, estamos descubriendo que cobran gran relevancia.

En particular la seguridad energética y económica en el marco de la autonomía estratégica; las materias primas minerales como imprescindibles para la transición; los cambios en las energías primarias, finales y en la generación eléctrica en España. Los retos de los sistemas eléctricos de potencia y el papel del gas; y las energías y tecnologías que hemos denominado emergentes, o con perspectivas de crecimiento como el biogás, los biocombustibles, el hidrógeno o los combustibles sintéticos, que previsiblemente jugarán papeles relevantes en la transición.

No olvidamos el papel de la ingeniería en las transiciones energéticas y en las transformaciones industriales; papel que en bastantes ocasiones no se destaca, o queda en un segundo plano tras la tecnología.

No menos importante, y quizás el elemento hoy más fundamental para nuestra industria, es la necesidad de tener un objetivo conjunto de descarbonización y competitividad, tal como defiende el informe Draghi.

Las implicaciones de la descarbonización sobre la industria son enormes. Habitualmente vemos los desarrollos industriales y la creación de empleo en las renovables, pero de forma cada vez más palmaria se ponen de relieve los riesgos y los retos de industrias que se están transformando o que tienen que hacerlo. Aquí examinaremos el refino, la siderurgia y el cemento. De ahí que dediquemos un capítulo a las transformaciones industriales y que examinemos la relevancia y el “renacimiento” de las políticas industriales.

Este es el marco, y estos son las materias básicas de este discurso que, a pesar de su amplitud y diversidad, me he atrevido a abordar; ya que me parece necesario poner de relieve la tarea, nada fácil, que tenemos por delante.

La finalidad es, por tanto, tratar temas que, por sí mismos justificarían su interés, y ponerlos en el contexto más amplio de las transiciones energéticas; para aportar referencias, ideas, enfoques y algunas opiniones, fruto del estudio, y en parte, y por qué no, de mi propia experiencia en el sector energético.

Y también para tratar de mostrar, como la ingeniería y la academia, pueden ayudar a llevar a cabo una transición energética con una mejor visión de conjunto y más eficiente.

III. Políticas climáticas. De lo global a lo regional: la UE y la neutralidad climática⁴

Las políticas climáticas tratan de responder a un importante número de cambios y desafíos relacionados con el cambio climático. Según el Banco Mundial⁵ se pueden clasificar en cinco categorías. a) planificar para un futuro de cero emisiones netas (NZE por sus siglas en inglés), b) determinar y ajustar los precios y los impuestos, c) facilitar e impulsar las transiciones en sistemas clave, como la energía o la alimentación, d) conseguir que fluya la financiación, en particular incentivando las inversiones del sector privado y e) asegurar una transición justa que proteja a los pobres.

En este capítulo, en primer lugar, trataremos de presentar lo que entendemos que son los orígenes de los marcos globales en el ámbito de las Naciones Unidas que llevaron al Acuerdo de París. Por otra parte, buscaremos reflejar como, yendo de lo global a lo regional, llegamos a los compromisos de la Unión Europea (UE) y en particular cómo a partir del año 2015; y más acusadamente en el primer lustro de esta década, la Comisión Europea ha desplegado una importantísima “marcha regulatoria” cuya pieza clave, a mi entender, es la “Ley de neutralidad climática”.

Si repasamos los puntos considerados por el Banco Mundial, y como tendremos ocasión de ver más adelante, la política climática europea es integradora; en el sentido de que incorpora elementos de planificación para el futuro para una economía de cero emisiones netas, busca las transiciones en sectores económicos, no solo esenciales sino en los que puedan reducir emisiones, aunque su contribución porcentual a los mismos sea reducida o modesta. Trata también de facilitar e incentivar la inversión, en particular a través de mecanismos o instituciones como el Fondo de Innovación, el Banco Europeo de Inversiones o el Banco Europeo del Hidrógeno y pretende también una transición justa.

Podríamos decir que la Comisión Europea y la UE en sus políticas climáticas, desde un punto de vista conceptual, tratan de abordar ese

conjunto importante de medidas para luchar contra el cambio climático y de hecho no resulta nada fácil seguir el conjunto de la normativa de la UE en este campo.

A riesgo de equivocarnos un objetivo que “destella” en el horizonte es la fijación, a mitad de este siglo, del objetivo vinculante de cero emisiones netas: la neutralidad climática. La fijación de la fecha tiene connotaciones para todo y repercusiones notables como iremos viendo. Por nuestra parte hemos escogido como hilo conductor el de las transiciones; porque la ambición del propósito europeo implica transiciones energéticas a las que dedicamos un capítulo.

En el esquema de este capítulo, yendo de lo global a lo regional y de lo regional a los países, llegamos a España. Por ello examinamos las herramientas normativas que reflejan la política climática, ligadas a la energía en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC). Y para ver donde nos encontramos, aportamos algunos datos de la evolución de las emisiones de GEI: globales, en Europa y en España.

III.1 De lo global a lo regional

En 1992 se celebró en Río de Janeiro la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo. En dicha conferencia, denominada Cumbre para la Tierra tuvo lugar la Declaración de Río, se acordó el Programa 21; la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, (CMNUCC) y el Convenio sobre Diversidad Biológica⁶. El Programa 21 se puede considerar “el antecedente de los objetivos de desarrollo del milenio que Naciones Unidas aprobaría en 2020, y de la agenda 2030, aprobada en 2015”⁷.

Como resultado de la CMNUCC, tuvo lugar la primera Conferencia de las Partes (COP) en 1995 en Berlín. La última conferencia tuvo lugar en Bakú en el año 2024. La declaración del secretario general de la ONU indicaba que todos los países deben establecer planes acción que cubran el conjunto de la economía que estén alineados con el objetivo de los 1,5 °C y que debe liderar el grupo G20. Llamaba a acelerar la reducción progresiva de los combustibles fósiles y a contribuir a los objetivos de transición energética aprovechando los beneficios de las renovables limpias y baratas⁸.

Creo que es de interés la COP 3 en Kioto, en la que se acordó el denominado protocolo de Kioto que, firmado en 1997, entró en vigor en el año 2005 y que estableció compromisos de reducción de las emisiones de GEI para los países industrializados.

En el año 2015, en la COP 21, se llegó al Acuerdo de París. Este acuerdo puede considerarse clave en los avances hacia los objetivos de neutralidad climática y “al mejorar la aplicación de la Convención...tiene por objeto reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos para erradicar la pobreza” y para ello estableció en su artículo 2 el muy conocido compromiso de “Mantener el aumento de temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático”.

Además, en el mismo artículo 2 se estableció el compromiso de “Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima...”. Así pues, compromisos de mitigación y adaptación; si bien para el primero se pusieron objetivos concretos.

Asimismo, “...las Partes proponen lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible... y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero ...para alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo...” (Art.4.1).

Por otra parte, todas las Partes deberán establecer, comunicar (cada cinco años) y rendir cuentas sobre las contribuciones determinadas a nivel nacional a la respuesta al cambio climático, que deberán representar una progresión y que deberá reflejar la mayor ambición de cada Parte (Art.4). Asimismo, “Las Partes deberían adoptar medidas para conservar y aumentar, según corresponda, los sumideros y depósitos de gases de efecto invernadero...” (Art. 5.1).

También se reconoce la importancia de “...hacer plenamente efectivos el desarrollo y la transferencia de tecnología para mejorar la resiliencia al cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero” (Art. 10.1).

Como consecuencia del Acuerdo de París, las partes firmantes debían presentar los planes en los que expresen sus contribuciones a la reducción de emisiones: las *National Determined Contributions* (NDC), es decir las contribuciones determinadas a nivel nacional.

III.2 El caso de la Unión Europea

Antes de proceder a revisar el período 2020-2025, conviene señalar que uno de los antecedentes de la Ley de neutralidad climática es el documento de la Comisión Europea “Seamos climáticamente neutros en 2050” y el documento COM (2018) “Un planeta limpio para todos” donde se señalaba que el camino hacia una economía de cero emisiones netas de GEI, podría o debería basarse en una acción conjunta sobre siete elementos estratégicos principales; a) eficiencia energética, en particular con edificios de cero emisiones, b) maximizar el despliegue de renovables y el uso de la electricidad, c) movilidad limpia, segura y conectada, d) industria competitiva y economía circular como facilitadores esenciales para reducir las emisiones, e) infraestructuras adecuadas de redes inteligentes e interconexiones, f) bioeconomía y sumideros esenciales de carbono y g) combatir el resto de emisiones de CO₂ con captura y el almacenamiento de carbono¹⁰.

Estos planteamientos están en línea con los compromisos del Acuerdo de París de 2015 y estaban soportados por un estudio en profundidad que analizaba diferentes opciones estratégicas a largo plazo utilizando diversos escenarios¹¹.

En diciembre de 2019 el Consejo Europeo, suscribió el objetivo de lograr una Unión Europea climáticamente neutra para el año 2050. En las conclusiones del Consejo Europeo de 12 de diciembre 2019 se indicó que; a) lograr la neutralidad climática requerirá superar desafíos muy serios, b) la transición requerirá importantes inversiones públicas y privadas, c) la legislación de la Unión Europea y las nacionales, deberán de ser coherentes y contribuir al objetivo de la neutralidad climática, d) los Estados miembros tienen el derecho a decidir su estructura, o *mix* energético y las tecnologías que se consideren más apropiadas, e) debe respetarse la competitividad, y f) el compromiso internacional es crucial para conseguir los objetivos.

En el período 2020-2025, en el ámbito de la descarbonización¹² (palabra no recogida en el diccionario de la RAE, ni en el de la RAI), tras la propuesta del Pacto Verde Europeo en 2019 (PVE), se publicaron la Ley Europea del Clima¹³ de (2021), el paquete *Fit for 55* (2023)¹⁴, el Reglamento o Ley de Materias Primas Fundamentales (CRMA) y la Ley de la Industria de Cero Emisiones Netas (NZIA), estas dos últimas de 2024, siendo también clave, y muy relevantes, el Plan de Acción de Economía Circular y la Directiva de renovables denominada RED III, que establece nuevos objetivos de energías renovables a 2030 (42,5 %). La Comisión Europea también promueve el hidrógeno como vector energético en su “Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”¹⁵.

La Ley Europea del Clima fue lanzada juntamente con el paquete de legislación *Fit for 55*. Dicho paquete fue aprobado en 2023 y consta de varias iniciativas legislativas, o modificaciones de legislaciones anteriores entre las que se encuentran, la reforma del sistema del comercio de emisiones (ETS por sus siglas en inglés), el mecanismo de ajuste de carbono en frontera¹⁶ (CBAM por sus siglas en inglés), la ya citada Directiva RED III y los Reglamentos FuelEU Marítimo, ReFuelEU Aviación, y la Directiva y Reglamento de gas e hidrógeno¹⁷.

En septiembre de 2024 se publicó el informe *The future of European competitiveness*, denominado también informe Draghi, uno de cuyos ejes fundamentales es la descarbonización y competitividad.

El informe está teniendo una gran repercusión y, de hecho, la Comisión Europea respondió con tres comunicaciones. En enero de 2025, publicó la “Brújula para la competitividad para la UE” y en febrero, dos comunicaciones más: el “Plan de Acción para una Energía Asequible. Explotar el verdadero valor de nuestra Unión de la Energía para garantizar una energía asequible, eficiente y limpia para todos los europeos” y el “Pacto por una Industria Limpia: una hoja de ruta conjunta para la descarbonización y la competitividad”¹⁸. Documento éste último, que trataremos más adelante, en el capítulo VI, sobre las transformaciones industriales.

La Ley Europea del Clima¹⁹ estableció, en su artículo primero, “un objetivo vinculante de neutralidad climática en la Unión de aquí a 2050, con el fin de alcanzar el objetivo a largo plazo referente a la temperatura

establecido en el artículo 2, apartado 1, letra a), del Acuerdo de París, y “... establece también un objetivo vinculante para la Unión de reducción interna neta de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030”.

Igualmente se indica que las emisiones y las absorciones de GEI estarán equilibradas en la Unión, a más tardar en 2050, por lo que en esa fecha deben haberse reducido a cero y, a partir de entonces, la Unión tendrá como objetivo lograr unas emisiones negativas. Para ello las instituciones en la Unión y en los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias teniendo en cuenta la importancia de promover tanto la equidad y la solidaridad entre los Estados miembros, como la eficiencia en términos de costes a la hora de alcanzar dicho objetivo (Art. 2).

En el artículo 4 se fijó el objetivo climático vinculante para la Unión, a 2030, de una reducción interna de las emisiones netas de GEI (emisiones una vez deducidas las absorciones) de al menos un 55 % con respecto a los niveles de 1990. A este respecto en el anexo 1, se detalla lo que se entiende por neutralidad climática.

Con frecuencia no se incide en que la citada ley estableció también que “Las instituciones pertinentes de la Unión y los Estados miembros garantizarán un avance continuo en el aumento de la capacidad de adaptación, el fortalecimiento de la resiliencia y la reducción de la vulnerabilidad al cambio climático, de conformidad con el artículo 7 del Acuerdo de París”²⁰. En el mismo artículo se recoge que “Los Estados miembros adoptarán y aplicarán estrategias y planes de adaptación nacionales, teniendo presente la estrategia de la Unión sobre la adaptación al cambio climático...”.

Dado que se trata de un Reglamento, es de aplicación directa sin necesidad de que sea transpuesto a las legislaciones de los Estados miembros y el que sea vinculante, implica que no es solo un objetivo deseable.

III.3. España

En España, se pueden destacar²¹ la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, (2020); la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (2021), los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC), el último 2023-2030; la Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable (2020); la Estrategia de Almacenamiento Energético

(2021)²²; la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar, (2021); la Hoja de Ruta para la Gestión Sostenible de las Materias Primas Minerales (2022); la Hoja de Ruta del Biogás (2022)²³; y la recientemente aprobada por el Gobierno español, Ley de Industria y Autonomía Estratégica (2024).

Todos estos documentos orientan las actividades económicas, empresariales e ingenieriles y, en algunos casos, generan incertidumbres que afectan a la toma de decisiones en inversiones y proyectos.

En 2023, se publicó el PNIEC 2023-2030, que constituye una revisión del anterior de 2021-2030. En el último, a 2030 se estableció un objetivo de reducción de emisiones de GEI del 32 % respecto a 1990 y del 55 % respecto a 2005; una mejora de eficiencia energética del 43 %, una penetración de renovables en energía final del 48 %; un 81 % de generación eléctrica con renovables y un 50 % de independencia energética.

Los objetivos de capacidades instaladas a 2030 ascienden a 62 GW en eólica, de las cuales 3 GW en *Offshore*; 76 GW de solar fotovoltaica, de los cuales 19 GW de autoconsumo; así como 12 GW de potencia en electrolizadores, 20 TWh de biogás, 5,5 millones de vehículos eléctricos, 1.377.000 viviendas rehabilitadas y un 35 % de electricidad sobre energía final.

Los años recientes, muestran que el ritmo de crecimiento en potencia eólica, biogás y vehículos eléctricos esta siendo más lento del esperado, debido en parte a la dificultades y demoras en los tramites de autorización administrativa, tónica que parece común con otros proyectos como los mineros. Por su parte, el grado de penetración de la electricidad en energía final no es fácil que crezca como veremos en V.4, y lo atestigua la situación en Europa, que está estabilizada en torno al 23 % desde hace años (2015-2022)²⁴.

III.4 Sobre la evolución de las emisiones de GEI

Mundo

Las emisiones de GEI, en términos de CO₂ equivalente, han aumentado desde 1990 (37,8 GtCO₂e) a 57,1 GtCO₂e en el 2022.

De las emisiones del año 2023, la UE-27 supuso prácticamente el 6 % de las emisiones mundiales; porcentaje que ha disminuido desde una cifra cercana al 15 % en 1990. EE. UU. representó en el año 2023 el 11 % y China el 30 %. En emisiones per cápita Europa tiene 7,26 tCO₂e frente a 6,59 de la media mundial²⁵.

En términos de emisiones históricas para el periodo 1850-2022 la UE-27 emitió 301 GtCO₂e, que en porcentaje es el 12 %, del total de las emisiones acumuladas en ese periodo, China también supuso el 12 %; y EE. UU. el 20 %.

En junio de 2024, 101 partes firmantes de la CMNUCC (de 107 países) que representaban el 82 % de las emisiones de GEI globales, habían aportado sus compromisos de emisiones netas cero (NZE por sus siglas en inglés) establecidas en leyes (28 partes), en documentos de política, como en las contribuciones determinadas a nivel nacional, en estrategias a largo plazo (56 partes), o bien en anuncios por funcionarios de alto nivel (17 partes)²⁶. EE. UU. tiene el compromiso de NZE en 2050, China y Rusia para 2060 e India para 2070.

La brecha de emisiones, definida como la diferencia entre el nivel de emisiones globales de GEI resultante de la implementación total de las últimas NDCs y las sendas de coste mínimo para lograr las temperaturas del Acuerdo de París se sitúan en 14 GtCO₂e en el año 2030 (rango de 13-16 GtCO₂e, con más de un 66 % de probabilidad) para la temperatura de 2 °C; y de 22 GtCO₂e, para la temperatura de 1,5 °C (rango de 21-24 GtCO₂e con más de un 50 % de probabilidad). Por lo que salvo cambios muy importantes de las tendencias actuales no parece probable que se vaya a lograr el objetivo de 1,5 °C temperatura del Acuerdo de París²⁷.

Es interesante reseñar el potencial de reducción emisiones. Para costes inferiores a 200 dólares de Estados Unidos por toneladas de dióxido de carbono equivalente (US\$/tCO₂e) y en gigatoneladas de CO₂e (GtCO₂e) para diferentes sectores serían las siguientes: producción de electricidad 10,3; silvicultura *forestry* 5,9; industria 4,4; transporte 3,2 y edificios 5,2²⁸.

Las cifras ponen de relieve que a nivel global el mayor peso en la reducción de emisiones sigue siendo la producción de electricidad. Llama

la atención la silvicultura y el peso similar de la industria y el transporte que, en cualquier caso, no llegan cada uno al 50 %, respecto al potencial de reducciones en generación eléctrica.

Europa

Los datos de emisiones de GEI, reportados por la Agencia Europea del Medioambiente²⁹ (EEA por sus siglas en inglés), muestran que, en el año 2023, las emisiones de GEI fueron de 2.908 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e) frente a 3.193 MtCO₂e en 2022. En 1990 fueron 4.635 MtCO₂e y en el año 2005 4.199 MtCO₂e³⁰.

Esas cifras soportan el “desacoplamiento” entre emisiones y crecimiento del PIB europeo, ya que éste creció un 73 % entre 1990 hasta 2023 y las emisiones disminuyeron un 37 % en el mismo periodo³¹. La disminución de emisiones se atribuye a una intensidad energética inferior y a una menor intensidad de las emisiones de CO₂ por consumo de energía. Factores que tendremos ocasión de calcular más adelante, para la ecuación de Kaya, y para la economía española.

Las emisiones de la generación eléctrica y del calor, disminuyeron un 53 % durante los últimos 33 años. Ello se debió al menor uso de carbón, si bien aumentó el del gas natural³², se incrementó la penetración de renovables del 10,2 % en 2005 al 24 % en 2023 (lo que viene a ser un aumento de un 0,8 % anual) y también ha habido cambios estructurales en la economía y una mejora de la eficiencia energética.

Conviene recordar que el *Fit for 55* estableció un objetivo de disminución del 55 % en el año 2030 respecto a 1990. De hecho, la EEA (2023) estimó que en 2030 de emitirían 2.429 MtCO₂e, siendo el objetivo 2.121MtCO₂e; por lo que el mismo informe destaca que son necesarias políticas y medidas más exigentes en todos los sectores para conseguir los objetivos.

Para lograr el objetivo en 2030 las reducciones anuales, según EEA (2024a) deberían de ser de 141 MtCO₂e en cada uno de los años desde 2023 hasta 2030, lo que supone más que duplicar la reducción media anual desde 2005 a 2022, que fue de 63 MtCO₂e.

De los objetivos europeos a los de España

En el año 2023 España emitió 218,9 MtCO₂e netas; lo que supone el 7,5 % de las emisiones de la UE-27, frente al año 1990, cuando emitió 250,5 MtCO₂e³³. El objetivo de reducción de GEI para el año 2030 es un 32 % respecto a 1990, o un 55 % respecto al año 2005. Hay que tener en cuenta que en torno a los años 2005-2007 tuvo lugar el máximo de emisiones brutas (excluyendo las absorciones LULUCF) desde 1990, que fueron de 437,7 MtCO₂e de emisiones brutas³⁴.

El objetivo para 2030, según el PNIEC 2023-2030; es llegar a 195,2 MtCO₂e brutas. Para lograr las reducciones y el objetivo, comparando las cifras de 2005 con el 2030 en cifras expresadas en MtCO₂e redondeadas serían, para diferentes sectores, las siguientes. Transporte de 103 a 60; generación de energía eléctrica de 113 a 12; sector industrial (procesos de combustión) de 70 a 28; sector industrial (emisiones de procesos) de 31 a 17; sector residencial, comercial e institucional de 31 a 14; agricultura de 35 a 28.

Las absorciones debidas al sector de usos de la tierra, cambios en los usos de la tierra y silvicultura (LULUCF), se estimaron para 2023 en unos 48 MtCO₂e. En España la contribución del sector LULUCF incluye el sumidero de tierras forestales que se mantienen como tales y la de las tierras forestadas. España tiene también el objetivo de unas absorciones LULUCF de unos 43,63 MtCO₂e.

“El objetivo de España a largo plazo es convertirse en un país neutro en carbono antes de 2050 (cero emisiones netas de GEI), lo que requiere lograr la mitigación de, al menos, el 90 % de las emisiones brutas totales de GEI respecto al año de referencia 1990”³⁵, y como hito intermedio se sitúa el objetivo a 2030, arriba citado.

En la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 del MITECO, en adelante también referida como (ELP 2050) se plantea un escenario objetivo, para la neutralidad climática que incorpora medidas y políticas para tratar de alcanzar el objetivo (si bien, salvo error por mi parte, no incluye la CCS).

Debido a lo ambiciosos que son los objetivos en reducción de emisiones GEI a 2030 y la evolución seguida; que analizaremos en detalle en el

apartado V.4, se puede pensar que conseguir la neutralidad climática en 2050 supone retos de una envergadura y de ordenes de magnitud sobre los que se podría afirmar que no existen precedentes.

Por ello no es de extrañar que la ELP 2050 señale que “El elemento decisivo para el éxito será el apoyo político y empresarial que la transformación genere dado que se trata de un cambio estructural a medio y largo plazo que abarcará numerosos ciclos políticos y económicos”.

III.5 Retos y oportunidades

Parece claro tras lo visto hasta ahora que los retos del cambio climático por su naturaleza son globales y hemos visto que incluso con el gran impulso que supuso el Acuerdo de París, y la larga marcha para conseguir compromisos vinculantes desde la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992, en la actualidad existe una brecha o una diferencia entre los compromisos de reducción de emisiones y las reducciones que deberían estar comprometidas para lograr el objetivos del 1,5 - 2 °C, brecha, que como hemos visto es de unas 14 GtCO₂e, para los 2 °C cuando las emisiones globales en 2022 fueron del orden de 57 GtCO₂e.

Esto nos lleva a una primera reflexión sobre mitigación o reducción de GEI y adaptación. Como señalan los últimos informes de la EEA (2024) la adaptación es ya una necesidad ineludible. Pero en este discurso nos centramos en los diferentes aspectos y enfoques de la mitigación desde la óptica de la descarbonización como transición energética.

Resulta también evidente que Europa ha disminuido las emisiones de GEI desde 1990 y ha conseguido “desacoplar” la reducción de emisiones del crecimiento económico. Si bien son un éxito las reducciones conseguidas; la fijación de las emisiones en 2030 supone, como hemos visto, casi más que duplicar los esfuerzos de reducción, pasando de los 63 MtCO₂e/año a 141 MtCO₂e/año en los próximos años.

En España los retos no son menores. Los volúmenes absolutos de GEI a reducir en los grandes sectores emisores, transporte, generación eléctrica e industria no parece que tengan precedentes y los elevados porcentajes de reducción anuales a mantener, sin descanso, durante los 25 años

próximos fijados en el PNIEC 2023-2030, para el año 2030 y para 2050 en la estrategia de descarbonización a largo plazo no son tampoco menores y se reconoce que son muy ambiciosos.

Aun teniendo en cuenta la brecha de emisiones respecto al objetivo de NZE en Europa en el año 2050; en el marco de las políticas climáticas e, independientemente del grado de consecución de los objetivos, conviene fijarse en el camino y dado que las sendas y las rutas están marcadas, examinar cómo vamos a transitar.

Por ello en el próximo capítulo de transiciones energéticas, examinaremos el tema de los escenarios y las transiciones del pasado. En este recorrido desde diferentes enfoques analizaremos, en el capítulo V, la descarbonización como transición energética.

Nos fijaremos también en los retos para la industria, tanto la existente, con los riesgos y retos de la descarbonización, como las “nuevas” industrias de la transición energética, lo que abordaremos en capítulo VI.

IV. Transiciones energéticas

IV.1 Escenarios

A continuación, trataremos el tema de los escenarios, ya que son herramientas útiles para poder vislumbrar el futuro de las diferentes energías, e identificar el papel que pueden jugar las tecnologías, la ingeniería y la industria. Para ello abordaremos los resultados de diferentes instituciones y empresas como la AIE, IRENA, Bloomberg NEF y Bp³⁶.

En el anexo 2, pasamos revista, con cierto, detalle a los fundamentos, métodos y modelos de los escenarios, apoyándonos en los del IPCC, la AIE, IRENA, Shell y el Consejo Mundial de la Energía (WEC por sus siglas en inglés).

Aparecerán aquí palabras de un lenguaje *ad hoc*, como supuestos e hipótesis, narrativas, proyecciones, perspectivas y pronósticos. Como se podrá apreciar, se evita hacer predicciones; y en el camino a futuro nos encontraremos con mapas, hojas de ruta y estrategias para avanzar y lograr los objetivos³⁷.

Este lenguaje se utiliza tanto a nivel global, como en España donde tenemos, estrategias, hojas de ruta, y planes con diferentes horizontes temporales (i.e. a 2030 y 2050) que se refieren a diferentes tecnologías o tipos de energía, como el almacenamiento, el biogás o el hidrógeno; por lo que dedicamos un apartado en este capítulo a definir y comentar las acepciones de las estrategias, las hojas de ruta y los planes energéticos.

A continuación, examinaremos los conceptos de los escenarios y reflejaremos los resultados de estos de algunas instituciones y empresas; y dada la relevancia en la búsqueda de la neutralidad climática de las estrategias y hojas de ruta examinaremos las mismas aportando también algunas referencias sobre los planes energéticos en España.

Si queremos conformar el futuro deberíamos mirar al pasado, de ahí que analicemos también algunas transiciones energéticas históricas que

nos permitirán extraer algunas enseñanzas. Finalizaremos este capítulo con unas reflexiones sobre la utilidad de los escenarios y de algunas enseñanzas del pasado.

Los escenarios y el futuro

Conviene señalar que los escenarios, entre otras cosas, son una narrativa o una descripción de posibles situaciones que se pueden dar en el futuro, no describen lo que ocurrirá con certeza, lo que sería una predicción. Nos informan sobre lo que podría ocurrir, o lo que se desea que ocurra. En este caso sería una “prescripción” o la fijación *ex ante* de un objetivo u objetivos de política como es el caso de los escenarios finalistas de neutralidad climática.

Andersson, J. (2018), en “The future of the world”, entre otras muchas cosas, puso de manifiesto cómo las concepciones sobre el futuro cambiaron tras la Segunda Guerra Mundial y cómo “el futuro” surgió como un problema fundamental después de 1945, entendiéndolo no como algo distante y como un continente nebuloso y flotante, sino como las consecuencias directas y agregadas del tiempo presente y como el resultado de miríadas de decisiones y de numerosas formas de actuar, algunas de las cuales llevan a un buen futuro o a otros que parecen profundamente indeseables. Además, los experimentos predictivos después de 1945 convirtieron al futuro en una entidad gestionable y racional³⁸.

Innerarity, D. (2009), señala que “El deseo de anticipar el futuro es una constante en la historia de la humanidad. Los seres humanos, por motivos diferentes y de modos distintos, han aspirado a divisar lo que iba a suceder. En las sociedades tradicionales los oráculos y las profecías ejercían una función que, en la modernidad, se transformó en planificación y prospectiva. La modernidad trató de domesticar la anticipación irracional en conocimiento metódico del futuro. Pero si algo hemos aprendido es que la fascinación de los pronósticos no convierte al futuro en una magnitud dócil”.

Y más adelante añade “... podría decirse que en las sociedades arcaicas se pretendía una adivinación del futuro concebido como una realidad preexistente, que en las sociedades modernas se aspiraba a producir un conocimiento científico del futuro y a planificarlo metódicamente...”³⁹.

Sobre los resultados de los escenarios energéticos globales

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último *World Energy Outlook*⁴⁰ (IEA, 2024b), contempla tres escenarios a saber: STEPS, APS y NZE⁴¹, destacando tres grandes asuntos que están interrelacionados: a) la seguridad de suministro, que parece volver a un primer plano, b) el fuerte progreso en las energías renovables en generación eléctrica, que sin embargo no consiguen sustituir a los combustibles fósiles y no se consiguen los objetivos del Acuerdo de París y c) la incertidumbre; lo que lleva a dedicar un capítulo al análisis de sensibilidad en la trayectoria del escenario STEPS.

La tensión geopolítica y la fragmentación constituyen, según el informe, los principales riesgos para la seguridad de suministro y para conseguir acciones coordinadas con el objetivo de reducir las emisiones de GEI. Se incluyen aquí las guerras en Oriente Medio y Ucrania, pero no la guerra comercial, que no tenía el alcance que tiene en la actualidad, en el momento de la preparación y publicación del informe.

Entre los riesgos de la seguridad de suministro se destaca el de las cadenas de suministro de materiales críticos (ya que China tiene el 85-95 % de la capacidad de fabricación de los materiales para los ánodos y cátodos de las baterías y el 75-90 % de la capacidad para procesar o refinar el cobalto, el grafito o las tierras raras).

El informe también pone de relieve el exceso de oferta de petróleo y gas natural licuado (GNL), así como el fuerte crecimiento en la capacidad de fabricación de plantas solares y de baterías de litio; sin olvidar el riesgo de cadenas fragmentadas de suministro de los metales necesarios para estas. Otro punto relevante es el crecimiento de la demanda de electricidad impulsada sobre todo por China, sobre la que existen incertidumbres en su crecimiento (que se analizan en el capítulo de análisis de sensibilidad).

Un tema relevante es el papel del GNL. Es previsible un exceso de oferta en capacidad de producción proveniente en gran parte de EE. UU. y Catar, pero ello no significará precios más bajos para las regiones importadoras como Europa, dado el coste de las inversiones en la cadena de suministro; apuntando así una desventaja estructural en el precio del gas en Europa.

A ello se añaden las incertidumbres sobre el efecto de la demanda de bombas de calor, la penetración de los vehículos eléctricos y la demanda inducida por los centros de datos, que tendrán una influencia más regional o local al estar concentrados en determinadas áreas.

Una de las conclusiones que se resaltan en el informe es que están emergiendo líneas divisorias entre la energía y el clima que, según la AIE, solo pueden “resolverse” si hay más ayuda a los países pobres, a las comunidades y a los hogares para que puedan gestionar los elevados costes iniciales de los cambios y las instalaciones e infraestructuras para proveer de energía comercial a los millones de personas que carecen de ella. No menos importante es que a pesar del impulso de la transición energética, el mundo está todavía lejos de lograr los compromisos climáticos.

El análisis de sensibilidad lo lleva a cabo sobre el escenario STEPS, al considerar que este escenario da sentido a la trayectoria predominante en la que se encuentra el sector energético. El análisis de sensibilidad examina las incertidumbres en la demanda de vehículos eléctricos, el despliegue de renovables o el suministro de GNL; y los resultados se evalúan respecto a las demandas de electricidad, petróleo, gas natural y carbón.

IRENA (2024), utiliza dos escenarios: el de la planificación energética, basado en los planes de los gobiernos y las políticas de éstos en curso; y el de 1,5 °C que responde a la trayectoria a seguir para estar alineados con el objetivo de que el aumento de la temperatura media del planeta no supere ese nivel de temperatura.

En este informe, tras señalar los fuertes incrementos de potencia en renovables (eólica y solar fotovoltaica), se reconoce que la brecha de emisiones es importante y que es necesario alinear la planificación energética con las estrategias del clima; reconociendo también que, para 2050, se requiere una profunda transformación de los sectores energéticos y de los usos finales, para lograr elevadas cuotas de energías renovables.

Asimismo, se pone de relieve que las inversiones relativas a la transición energética en redes eléctricas, renovables en usos finales, conservación y eficiencia energética, electrificación de usos finales, hidrógeno y sus derivados, captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés), requieren fortísimos incrementos en valores absolutos y porcentuales.

En el mundo, en el año 2023 las inversiones, incluyendo las de las energías fósiles; ascendieron, a 2.634.000 millones de dólares⁴² y la media de inversiones anuales en el periodo 2024-2030 debería ser de 6.716.000 millones de dólares. El informe precisa que, en esta cifra, las inversiones en energías fósiles no se incrementarían respecto al año 2023.

Bloomberg NEF (2024), en su análisis de los escenarios mundiales a 2050, consideró dos: el que denomina de transición económica (ETS por sus siglas en inglés) y el de emisiones netas cero (NZS). El primero reflejaría un mundo en el que los que elaboran las políticas y toman decisiones tienen en cuenta, únicamente, las tendencias históricas en eficiencia, y las tecnologías competitivas económicamente, que se encuentran en fase comercial, o que cuentan con un importante volumen de mercado.

En el segundo escenario (NZS) predominan las renovables y la electrificación. Lo interesante de este escenario es que el pico de emisiones de CO₂ se logra hacia finales de esta década y disminuye hasta el 2050. Las reducciones de emisiones se logran porque la generación eléctrica es más limpia (renovables y nuclear); la electrificación contribuye con un 15 % de reducción respecto a la tendencia sin medidas y la eficiencia energética contribuye con un 12 %⁴³.

En este escenario se pone el énfasis en las fuentes de flexibilidad para el sistema eléctrico. Por el lado de la demanda y de forma creciente, cita la recarga inteligente de vehículos eléctricos y la gestión de la demanda; y por el de la oferta, las plantas que funcionan en punta para la seguridad del sistema (*peaker plants*), y las baterías. Asimismo, se señala que la descarbonización de la industria no es posible sin subvenciones.

En el escenario NZS, el informe identificó nueve pilares para lograr el mundo de emisiones netas cero; a saber, para el año 2050: a) una flota de vehículos eléctricos de 1.500 millones, b) 31 TW de energía solar y eólica, lo que supone triplicar la existente en 2030 respecto a la actual y volver a triplicarla en 2030-2050, c) 4 TW de baterías eléctricas, lo que supone multiplicar por 50 la de 2030, d) triplicar la capacidad nuclear para llegar a 1 TW, e) capturar y almacenar anualmente 8Gt de CO₂, (recuérdese que las emisiones mundiales son de orden de 57GtCO₂e), f) una utilización, anual de 390 millones de toneladas de hidrógeno; lo que supone cuatro veces más que la producción actual de hidrogeno a partir de combustibles fósiles (el hidrógeno gris), g) un consumo de combustible de aviación sostenible (SAF por sus siglas en inglés) de 88.000 galones anuales,

desde los niveles prácticamente inexistentes hoy en día, h) duplicar la longitud de las redes eléctricas para llegar a 111 millones de kilómetros y i) lograr una instalación acumulada de 500 millones de bombas de calor, lo que supone multiplicar el número actual por diez.

El propio informe pone de manifiesto que tecnologías como las de las energías renovables, los vehículos eléctricos, las redes y el almacenamiento de energía son escalables y cuentan ya con modelos de negocio. Sin embargo, el hidrógeno, la CCS, los combustibles de aviación sostenibles y las bombas de calor no son competitivos comercialmente y necesitan conseguir economías de escala o grandes volúmenes de producción.

Bp en su último Energy Outlook (Bp, 2024), incluyó dos escenarios, el denominado “trayectoria actual” (*Current Trajectory*) y el de emisiones netas cero (*Net Zero*). En el primero se trata de captar la amplia senda por la que discurre el mundo energético actual. Considera la importancia que tienen las políticas actuales vigentes sobre cambio climático y los compromisos de descarbonización, y al mismo tiempo reconoce la multitud de cambios asociados con estos objetivos.

En el escenario de emisiones netas cero se explora cómo diferentes elementos del sistema energético deberían de cambiar para lograr una reducción sustancial de emisiones, por tanto, este escenario puede verse como un escenario de *what if*. En este caso se requieren mayores exigencias en las políticas climáticas y cambios sociales que acepten nuevas conductas y preferencias; y que se apoye la implementación de medidas de eficiencia, así como la adopción de energías bajas en carbono.

El informe destaca que, a pesar de los incrementos en las ambiciones de los gobiernos para el cambio climático y el rápido crecimiento de las inversiones en energía baja en carbono, las emisiones continúan aumentando. También señala que nos encontramos en una situación en la que las energías “emergentes” o nuevas, se suman o adicionan a las existentes, pero no las sustituyen⁴⁴.

Para este informe el desafío es pasar de una situación de adición, o de suma de energías, a una fase de sustituciones. Señala también que las transiciones se han complicado por las repercusiones de la guerra en Ucrania y por la necesidad de considerar, con igual importancia, que la energía ha de ser segura, asequible y sostenible: el denominado “trilema”

energético en el que, en la actualidad, cobran gran fuerza y/o prioridad la seguridad energética, y la asequibilidad o la competitividad como ha recordado el informe Draghi.

Si hubiera que destacar varios puntos del informe, serían los siguientes: a) la demanda de energía crece y crecerá en el futuro, pero con más fuerza en las economías emergentes, b) la demanda de petróleo ha estado impulsada fundamentalmente por las economías emergentes y por la creciente demanda de crudo como materia prima para la industria petroquímica, c) la demanda de gas y las proyecciones apuntan a que esta seguirá creciendo, teniendo una gran relevancia el GNL, d) la electrificación es un hecho y su demanda se incrementará en el futuro, en parte impulsada por la demanda eléctrica en centros de datos, e) el número de vehículos eléctricos ha crecido fuertemente soportado en las regulaciones, en particular en China, la UE y EE. UU., f) han aumentado las ventas de bombas de calor, g) el crecimiento de vectores energéticos y tecnologías con costes elevados, como el hidrógeno bajo en carbono, los combustibles sintéticos y la captura y el almacenamiento de carbono se encuentran en una fase inicial de desarrollo, y h) las inversiones en minería de minerales críticos se han incrementado en los últimos años, en respuesta a las necesidades de la transición energética; y deberían aumentarse más para satisfacer las necesidades de una transición energética rápida.

Paltsev, S. (2016), lleva cabo un análisis comparativo de diferentes escenarios ⁴⁵ y aprecia una gran dispersión de resultados (incluso para un mismo parámetro). Una de las conclusiones de su trabajo fue que “los escenarios energéticos son útiles para los que tienen que tomar decisiones y para evaluar la escala de las transformaciones necesarias. Sin embargo, el *mix* tecnológico exacto, los caminos o medios para conseguirlo, los precios y los costes deberían tratarse con un elevado grado de precaución. Los escenarios es improbable que tengan éxito para producir estimaciones definitivas o seguras y precisas, pero pueden utilizarse como un análisis cualitativo de los riesgos asociados en la toma de decisiones para las diferentes sendas”⁴⁶.

IV.2 Estrategias, hojas de ruta y planes energéticos

El término estrategia es una palabra que se utiliza profusamente en bastantes ocasiones con significados diferentes, y en ámbitos que van

desde lo militar a lo empresarial. Freedman, L. (2016), en un interesante y extenso libro, entre otras muchas cosas, refiriéndose al columnista Matthew Perris lamenta el uso excesivo y reiterado de la palabra; así como la ligereza con la que se emplea para designar el proceso que conduce a cualquier fin deseable. Con todo, señala que la palabra estrategia sigue siendo la mejor para expresar el proceso de ideas anticipatorias referidas a acciones dirigidas a conseguir nuestros objetivos de acuerdo con nuestras posibilidades⁴⁷. Esta línea de pensamiento, en mi opinión, ha llevado a popularizar las estrategias y las denominadas hojas de ruta, o *roadmaps*.

En cuanto a las estrategias, si nos atenemos a lo indicado en el documento de la estrategia de descarbonización a largo plazo (ELP 2050), que ya hemos citado anteriormente; (apartado III.3) se trata de sentar las bases para que el país aproveche la multitud de oportunidades que surgirán en el camino hacia la neutralidad climática, siendo el objetivo de la estrategia articular una respuesta coherente e integrada frente a la crisis climática, “que aproveche las oportunidades para la modernización y competitividad de la economía y sea socialmente justa e inclusiva”.

“...la misión de la ELP 2050, no es conocer cómo se producirán los cambios concretos en los diferentes sectores de la economía. Se trata de presentar una propuesta coherente sobre dicha transformación empleando el conocimiento científico técnico disponible en la actualidad”⁴⁸.

La Estrategia de Almacenamiento Energético, también ya citada, contiene un examen del marco estratégico, un análisis de los retos de las cadenas de valor y las líneas de acción de la estrategia, si bien estas tienen más bien un carácter general. Según el documento, la estrategia de almacenamiento establece las bases para dar respuesta a las necesidades del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, actuando como herramienta impulsora del despliegue del almacenamiento de energía en España.

En cuanto a las Hojas de Ruta, una primera acepción de estas apuntaría a la planificación del desarrollo con objetivos a plazo y con hitos intermedios. Una segunda se referiría a una visión a largo plazo, estableciendo objetivos cualitativos o cuantitativos (i.e. creación de industria y empleo) y estableciendo instrumentos (i.e. regulatorios, económicos o políticos) para la consecución de los objetivos.

Así pues, hojas de ruta y estrategias declaran una visión⁴⁹ y unos objetivos que, en ocasiones, no son únicos y que no parece que estén enfocados desde el punto de vista económico de maximizar un objetivo sujeto a restricciones.

Por otra parte, desde el comienzo de esta década hemos ido viendo cómo otros objetivos, no declarados o contemplados expresamente, iban tomando forma y era necesario integrarlos (i.e. la reindustrialización o la competitividad de la industria).

Las hojas de ruta y las estrategias señalan itinerarios para lograr objetivos declarados en los documentos, pero se diferencian de la concepción de los escenarios⁵⁰, ya que tratan de reflejar una visión, y como se suele decir hoy, también tienen unas “ambiciones”. Esa visión se va modificando, al menos en cuanto a prioridades cuando la realidad impone otras urgencias o compromisos (léase la competitividad en el mundo global o la relevancia de la seguridad energética y la autonomía estratégica abierta).

A ello se une que para el logro de objetivos se suele trazar una senda lineal con fuertes gradientes de crecimiento lo que supone esfuerzos continuados durante muchos años. Finalmente, y no menos importante, si bien las hojas de rutas y las estrategias contemplan una serie de medidas para el logro de objetivos, en general no hay asignaciones presupuestarias claramente definidas o una estrategia presupuestaria integrada y a medio plazo y se confía en la iniciativa privada para su consecución en un gran porcentaje (del orden del 80 % en el PNIEC).

En mi opinión por estas tres razones: a) aparición de nuevos objetivos en algunos casos contradictorios, b) cambios en el entorno global o geoestratégico y c) la ausencia de una estrategia presupuestaria más integrada y articulada; las hojas de ruta llevan a que el planteamiento de una transición lineal a partir de un conjunto de medidas, en buena parte programáticas, no sean fáciles en su cumplimiento, ya que además el horizonte explícito o subyacente es el de la neutralidad climática⁵¹.

La realidad del desarrollo de proyectos enseña también que las ejecuciones de éstos y las implementaciones se encuentran con la realidad. Sea la obtención de permisos, la consecución de las decisiones finales de inversión, o los cambios en los precios relativos de las energías o de los costes, que suponen, en no pocas ocasiones, replanteamientos en las decisiones sobre los proyectos.

Ortega y Gasset (2006) en “Ideas y Creencias”⁵², señalaba, entre otras cosas, que las ideas se tienen y en las creencias se está; y añadía que podemos decir que las ideas las producimos, las sostenemos, las discutimos, las propagamos, combatimos en su pro y hasta somos capaces de morir por ellas. Lo que no podemos es... vivir de ellas. Según el filósofo con las creencias propiamente no hacemos nada, sino que simplemente estamos en ellas. También señalaba que no llegamos a las creencias tras una faena de entendimiento, sino que operan en nuestro fondo cuando nos ponemos a pensar sobre algo⁵³.

Estas referencias, de Ortega, que recojo casi literalmente, me llevan a decir que hasta cierto punto estamos en la transición energética como una creencia; y a mí me parece que, sin poner en cuestión la dirección fundamental, deberíamos considerar la transición en el ámbito de las ideas. Las hojas de ruta nos indican los caminos, aparentemente sencillos, pero la geografía impone sus realidades y por tanto, estaremos mejor preparados para conseguir los objetivos si miramos permanentemente por dónde vamos y cómo elegimos el mejor camino.

Una referencia a los planes energéticos en España

El actual énfasis en los escenarios, el uso sistemático de los mismos y la utilización de hojas de ruta y estrategias suscita una reflexión sobre su relación con la planificación energética del pasado. Por ello resulta de interés examinar, aunque sea someramente, la planificación energética en España.

Podría considerarse como antecedente de los Planes Energéticos Nacionales (PENs), el primer plan eléctrico nacional 1972-81 que tuvo un horizonte de diez años, pero la causa raíz del primer plan energético nacional, puede considerarse el *shock* de precios de petróleo, consecuencia de la primera crisis de 1973, que dio lugar a “emprender acciones que, de forma coordinada modificaran la situación de los mercados energéticos en su conjunto, tanto desde la oferta como de la demanda de manera que se alcanzaran ciertos objetivos sectoriales y generales. En enero de 1975 el consejo de ministros aprobaba el primer Plan Energético Nacional, inserto en el IV Plan de Desarrollo”⁵⁴.

El PEN-75 incluía no solo la electricidad, también el carbón, y el petróleo y estaba orientado a la oferta y, lógicamente, a reducir la dependencia

del petróleo de la economía española que había tenido un incremento de consumo de energía muy fuerte consecuencia del crecimiento económico. En el plan se utilizó un modelo optimizador de costes sujeto a la restricción de utilizar al máximo el potencial energético nacional. Dicho plan pretendía incrementar la oferta mediante una mayor penetración de la electricidad y de la energía nuclear. En este plan se pretendía también que el gas natural fuese “la segunda materia prima energética alternativa al petróleo”⁵⁵.

Consecuencia en parte de los pactos de la Moncloa de 1977, se plantea un nuevo plan, el de PEN 78 para el periodo 1978-87, que al igual que el anterior y los siguientes tenían un horizonte temporal de diez años, si bien, en este caso, se procedió a revisarlo en 1983, antes de la terminación de dicho plazo⁵⁶, y tras el cambio de gobierno de 1982.

Este plan contempla conjuntamente la oferta y la demanda; utiliza modelos como el PROCER e incorpora el objetivo de eficiencia energética para disminuir la intensidad energética de la economía. Por otra parte, utiliza el coste mínimo como criterio de selección de la alternativa óptima⁵⁷. Este plan buscaba disminuir la intensidad energética, la diversificación de suministros y la explotación de los recursos propios.

En 1983 se procede a una revisión del plan y se establece el PEN 1983-1992. El plan, entre sus objetivos, buscaba reducir la vulnerabilidad del abastecimiento, mejorar la eficiencia energética impulsando el ahorro y la diversificación y utilizar de forma óptima los recursos para satisfacer la demanda. Apuesta por el gas natural y la ralentización de las inversiones, con la paralización de varios grupos nucleares.

El siguiente PEN de 1991-2000, estaba soportado, en parte, en modelos “heredados” de los servicios de la Comisión, parecidos al modelo PROCER, y en un modelo econométrico que desagregaba la demanda por sectores consumidores. Este PEN buscaba disminuir la participación del petróleo e incrementar la del gas natural y fue revisado en 1995 para tener en cuenta las desviaciones que se estaban produciendo entre lo pretendido y la realidad. La participación del petróleo seguía subiendo y no se lograba la penetración buscada para el gas natural, siendo el carbón la energía que más se ajustaba a las previsiones⁵⁸.

Por otra parte, este PEN se enmarca en la situación liberalizadora de la Comisión Europea con el desarrollo del mercado interior de la

energía, y a que se confía en el mercado para lograr buenos precios y suministros adecuados. También buscaba la minimización de costes, y el autoabastecimiento, la diversificación de fuentes y la protección ambiental. En cuanto a estructura energética se buscaba el incremento de la participación del gas natural y de las energías renovables.

Con las leyes del sector eléctrico de 1997 y de hidrocarburos de 1998 se establece que la planificación tendrá carácter indicativo y se indica que la planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte eléctrico; y en el gas a los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos.

Estas breves reseñas, nos permiten señalar que los planes tenían horizontes temporales de diez años y que buscaban conformar la estructura de energías primarias tratando de desarrollar los recursos propios, mejorando la intensidad energética y buscando, una disminución de la dependencia del petróleo.

Se consideraba la oferta y las previsiones de la evolución de la demanda de energía. Y se trataba también de lograr objetivos teniendo en cuenta las restricciones; e incorporando criterios, como hemos citado en algún caso, como el de minimización de costes.

Las energías para mitigar el peso del petróleo eran el carbón y la nuclear y más adelante el gas natural, las renovables y la autoproducción⁵⁹. El medio ambiente cobra más protagonismo en el último PEN, pero no era, como hoy, el factor predominante o determinante que orientaba los objetivos.

En los años noventa la liberalización de los sectores energéticos lleva a que la planificación energética no fuese “vinculante”, si bien se consideraba necesaria para las infraestructuras de electricidad y de gas.

IV.3 Un examen de las transiciones del pasado

Una idea, aparentemente sencilla, de la transición es la definición del diccionario de la RAE como “la acción y efecto de pasar de un modo de ser o estar a otro distinto”; que podemos interpretar como ir de un punto de origen a otro.

Pero quizás, en el enfoque de la transición, el énfasis debería ponerse en el proceso entre esos dos puntos, y no considerar que los puntos de destino

son definitivos. Desde el destino, aparentemente final, deberíamos de pensar en la continuidad o en nuevos comienzos; y por ello no deberíamos entender las transiciones como divisiones convencionales en el estudio de la historia. Como señaló Hobsbawm, E. (2013) “después de todo, la historia no es como una línea de autobuses en la que el vehículo cambia a todos los pasajeros y al conductor cuando llega a la última parada”. Hay una continuidad en la historia.

Smil, V. (2010), ha estudiado tanto las transiciones energéticas globales como las de varios países y ha examinado, igualmente, las transiciones que probablemente nos esperan a futuro. En las primeras, las globales, distingue las que fueron llevando de la biomasa al carbón o a los hidrocarburos e igualmente examina la evolución de diferentes tipos de energías en varios países.

Utilizando gráficos Fisher-Pry puede afirmarse que en el período 1800-2010 la biomasa disminuyó su cuota, pero no ha desaparecido, del mismo modo que el carbón, cuya cuota evoluciona, mantiene porcentajes importantes. El petróleo hizo su aparición en la segunda mitad del siglo XIX y, posteriormente, hacia finales de ese siglo, se incorporó el gas natural, y ya en los años sesenta del siglo XX, la energía nuclear. Todas las energías presentan variaciones, pero una vez que están, permanecen, aunque eso sí, con cuotas variables, observándose una cierta estabilización a partir de 1970⁶⁰.

De lo anterior, resulta la descripción habitual de la transición energética como un cambio gradual en la composición (estructura) de la energía primaria y en la producción y suministro de energías finales. Asimismo, y como veremos a continuación, hay que tener en cuenta el “alcance”, que va de lo local (región, país), a territorios más amplios (UE, Norteamérica, Asia), o el mundo.

Del estudio de casos de transiciones energéticas Smil, V. (2010) relacionó la rapidez de las transiciones con el hecho de que los países (o regiones) sean pequeños y no tengan una densa red de infraestructuras para los diferentes tipos de energías.

Los casos que cita de transiciones rápidas son los de Kuwait y los Países Bajos. En el primero, tras la firma de un acuerdo de concesión para el campo de Al-Burqan en 1934, en 1946 Kuwait producía 800.000 t de petróleo, en 1955 más de 50 Mt (millones de toneladas) y 100 Mt en

1965. Kuwait, en un periodo de unos 20 años; un tiempo menor al de una generación Orteguiana, (i.e. 25 años), pasó de ser una sociedad premoderna; dependiente de la madera, el carbón vegetal y el queroseno, a una superpotencia de petróleo.

El segundo caso es el de los Países Bajos. Tras el descubrimiento en 1959, de los yacimientos de gas de Groninga, que se extiende por 900 km², los primeros suministros de gas tuvieron lugar en 1963. El gas natural suministraba un 1 % en el año 1958, un 5 % en 1965 y un 50 % en 1971. Como se ve, la penetración del gas natural fue espectacular con un crecimiento porcentualmente se multiplicó por 10 en poco más de un lustro (de 1965 a 1971).

La transformación energética en los Países Bajos es muy interesante ya que la turba y el viento fueron la base de su desarrollo económico en el siglo dorado holandés (s. XVII). La turba fue posteriormente sustituida por el carbón nacional de la cuenca de Limburg y, más adelante, el suministro doméstico de carbón fue sustituido por importaciones. La fuerte penetración del gas y el progresivo abandono del carbón supuso cambios tecnológicos y sociales, de notable magnitud⁶¹.

En las transiciones energéticas hay que considerar también los cambios o transformaciones en los equipos transformadores de energías, los denominados en inglés *prime movers*, tales como máquinas de vapor, generadores eléctricos, o motores de combustión interna; e igualmente, hay que tener en cuenta la aparición y el desarrollo de nuevos vectores energéticos, como la electricidad o el hidrógeno.

Otra característica de las transiciones energéticas puede apreciarse en los cambios en los usos de las energías en los consumos finales. Piénsese en el carbón en cocinas, o en centrales térmicas de generación de electricidad, los cambios en la utilización del carbón vegetal, al carbón mineral o de “piedra”, en la reducción del mineral de hierro. O la de los productos del refinado del petróleo que inicialmente se empleaban en iluminación y como lubricantes, al uso extendidísimo en motores de combustión interna (MCI) en el transporte terrestre o en motores de aviación.

Un aspecto no desdeñable relativo a las transiciones es la evolución de los rendimientos de los equipos transformadores de energía (sea la máquina de vapor, los MCI, los motores diésel, turbinas de gas o los ciclos combinados). Se parte de rendimientos muy bajos, inferiores al 5 %

en las máquinas de vapor; y en los MCI y se tardaron lustros en llegar a valores del 20 %. En su conjunto se ha tardado dos siglos en pasar de rendimientos del 6 % de las máquinas de vapor al 60 % de los ciclos combinados⁶².

Las infraestructuras energéticas deben también considerarse en las transiciones. Pensemos en las necesarias para extraer y transportar el carbón desde las minas a los puntos de consumo y en las infraestructuras de ferrocarril y de transporte marítimo. Si consideramos el desarrollo de la cadena de GNL y la regionalización y globalización del mercado de GNL el desarrollo de infraestructuras es más que notable; o en el ámbito del petróleo las plataformas de producción, los oleoductos y refinerías, y las estaciones de servicio para la venta de gasolinas o gasóleos. No debemos olvidar las infraestructuras de transporte y distribución de electricidad, ni las asociadas a los sistemas eléctricos de potencia, tema sobre el que volveremos en el capítulo siguiente (V.5).

Las infraestructuras tienen gran relevancia en las transiciones actuales: como activos que pueden convertirse en costes varados, hundidos, o *stranded costs*; y por la necesidad del despliegue de nuevas infraestructuras en la transición hacia una economía baja en carbono (como las redes de recarga de vehículos eléctricos o las redes de hidrógeno). Por tanto, las transiciones también implican, la creación y desarrollo de nuevas infraestructuras.

No menos importante es la necesidad de enmarcar el cambio de energías primarias o de estructura de suministro, en el contexto económico, tecnológico o social. Ya que hay que considerar que existe una interrelación o interacción entre la transición energética y la técnica, la economía y la sociedad.

Y es que no conviene olvidar que “es difícil cambiar la dirección de grandes sistemas eléctricos de potencia y quizás la de los grandes sistemas socio tecnológicos en general. Aquellos que busquen controlarlos y dirigirlos deben reconocer el hecho de que evolucionan culturalmente que son, más que tecnologías aisladas “artefactos culturales” que evolucionan”⁶³.

Las “duraciones” de las transiciones, por las razones anteriores, suelen ser prolongadas, ya que, una vez que una energía se establece, se asienta;

y tiene una determinada cuota de mercado, (sobre la que no es fácil establecer una cuantificación determinada y que se suele fijar un tanto arbitrariamente), su sustitución lleva muchos años.

Gross, S. G. y Needham, A. (2023), nos recuerdan que en 1973 el físico nuclear Marchetti desarrolló un “modelo” sencillo y predictivo, en el que se representaba de un manera gráfica y simplificada, cómo la “edad” de la madera fue reemplazada por la del carbón y esta por la nuclear y luego por la solar, con un despliegue “suave”, elegante y sin contradicciones.

Para los mismos autores, la transición energética se usó por los políticos en la década de 1970 como un concepto, inicialmente relacionado con la transformación química de una energía en otra, y la idea de la transición energética fue la respuesta tecnocrática a la primera crisis del petróleo de 1973 como una concepción de la transición para el desarrollo de hidrocarburos fuera del ámbito de la OPEP.

Citando a diversas fuentes, Gross, S.G., y Needham, A. (2023) señalan que el concepto de transición energética añade valor cuando se entiende menos como un desplazamiento continuado y no separado en diferentes etapas, de un sistema energético o de un combustible a otro; sino más bien como una transformación en curso o permanente que lleva a formas “híbridas” de suministrar energía, servicios energéticos y de consumir o utilizar la energía. Una transformación que, en el proceso, remodela la sociedad.

En este entendimiento de la transición energética, los precios y la tecnología por sí mismas; o incluso los deseos y las demandas de los consumidores no explican en su totalidad por qué un tipo de energía crece, otra disminuye y eventualmente desaparece o por qué otras se reinventan. Para ellos los sistemas energéticos están embebidos en el amplio marco de la economía política y de los grupos de interés que tienen sus propias agendas y prioridades, sea la seguridad de suministro en el contexto geopolítico, el medioambiente o la búsqueda del beneficio.

En esta línea, al caracterizar las transiciones Yergin, D. (2021)⁶⁴, identifica las diferencias entre las del pasado y las actuales cuando indica que *“Previous energy transitions have primarily been driven by technology, economics, enviromental considerations, and convenience and ease. The current one has politics, policy and activism more mixed in”*.

Fresso, J-B. (2024) señaló que el propósito su libro “no es simplemente mostrar que las energías y los materiales se apilan unos sobre otros a lo largo de los siglos XIX y XX (una observación estadística trivial), más bien pretende mostrar cómo están en simbiosis y que no entenderemos nada de su historia si no tenemos en cuenta sus relaciones de interdependencia mutua”⁶⁵.

En un interesante capítulo aporta numerosos datos para demostrar cómo el desarrollo y el crecimiento de la producción de carbón estuvo íntimamente ligada a la demanda de madera para las explotaciones mineras todavía a finales de la Segunda Guerra Mundial. De igual manera, argumenta que el desarrollo del ferrocarril indujo una demanda de madera para las traviesas y cómo la conservación de los bosques llevó al uso del carbón en la siderurgia.

Puede argumentarse que el uso de la madera no estaba ligado al energético, en sentido estricto, salvo en la siderurgia, pero su argumentación pone el énfasis en la interdependencia de las energías con otras materias primas, aunque estas no tengan un uso exclusivo como combustibles.

La reflexión de Fresso es atractiva ya que, la transición actual, como veremos más adelante, supone una fuerte demanda de materias primas minerales y metales (i.e. cobre, litio, níquel, cobalto, tierras raras) para fabricar generadores eólicos, plantas fotovoltaicas o baterías.

Algunas referencias a las transiciones energéticas en España

En el capítulo siguiente, al analizar la descarbonización como transición energética veremos los cambios en la estructura de energías: primaria y final; y de potencia instalada de generación en España, en los últimos cincuenta años. Aquí examinaremos algunas transiciones concretas, del pasado, que permite abundar en la idea de que las sustituciones inmediatas no son fáciles o evidentes y que las transiciones llevan tiempo, siendo las unidades de medida habituales las décadas o los lustros.

Así en la segunda parte del siglo XIX y primeros del XX podemos hablar del paso de la iluminación, por gas de hulla a electricidad, transición que se desarrolló a lo largo de varias décadas. Álvarez Pelegry, E. (2020a) destacó al analizar ese período que “La producción de gas de hulla, sus técnicas y la comercialización del gas de alumbrado comenzaron unos

cincuenta años antes que las de la electricidad (i.e.1840 vs.1890), si bien las fechas no se deben interpretar como años precisos, en los que se pasa del “nada al todo”.

En el uso para iluminación, el gas de hulla y la electricidad convivieron. La electricidad no sustituyó al gas de alumbrado a corto plazo. Ambas energías pugnarón por otros usos (el gas en motores alternativos y la electricidad para motores y tracción). No hubo, por tanto, un desplazamiento rápido, ni un cambio radical de una energía a otra y por ello la transición energética se prolongó en el tiempo.

Destaca la importancia del carbón, en el gas y la electricidad y, en esta última, la búsqueda de la energía hidráulica, que fue posible a medida que la técnica permitía el transporte de la energía eléctrica en corriente alterna”⁶⁶.

Para un periodo histórico más largo y referido también a España, Álvarez Pelegrí, E (2022) analizó el periodo 1900 a 2020. A comienzos del pasado siglo se empezó a utilizar el gas manufacturado a partir de carbón. En la década de los sesenta se inició la penetración del gas natural que tuvo un crecimiento que cobró fuerza a partir de los años ochenta. A pesar de la fuerte penetración del gas natural, el gas manufacturado mantuvo su peso relativo, aunque decreciente y comenzó su declive en los años noventa para terminar desapareciendo con el comienzo del nuevo siglo. Es decir, el gas manufacturado y el gas natural coexistieron durante más de cuarenta años. La penetración del gas natural no hizo que desapareciese a corto plazo el manufacturado. La transición energética supuso una larga “convivencia” de cuatro décadas. De igual manera se podría decir de los GLP, que se iniciaron en los años cincuenta del pasado siglo, no han sido desplazados por el gas natural⁶⁷.

Rivero Torre, P. (2022) analiza las transiciones eléctricas en España y considera la transición como el “tránsito necesario” de una situación a otra motivado, entre otras razones, por causas externas al sector o por la aparición de nuevas tecnologías y señala que en los procesos se producen hechos “objetivables” y otros en los que habrá que tener en cuenta “percepciones” o “motivaciones subjetivas”.

Distingue cuatro transiciones en el sector eléctrico en la segunda mitad del siglo XX. La primera a partir de 1944 después de la Segunda Guerra Mundial, y la segunda originada por la crisis del petróleo entre 1973 y

1980. La tercera está relacionada con la creación del mercado interior de la energía en los años noventa; y la cuarta es consecuencia de los procesos del cambio climático, la pandemia COVID y la guerra de Ucrania. De estas transiciones, a continuación, entresacamos algunos hechos relevantes, que, para mayor detalle, pueden verse el trabajo citado.

La primera fue motivada por la escasez de oferta del sistema eléctrico. La respuesta fue la creación del “sector eléctrico” para la instalación de interconexiones y la explotación coordinada del sistema eléctrico; y desde el punto de vista institucional la creación de organizaciones como UNESA.

Ante la crisis del petróleo la respuesta fue la sustitución del petróleo en la generación. Se pasó de consumir cinco millones de toneladas a medio millón, mediante los planes acelerados para la construcción de centrales de carbón y nucleares.

La tercera responde a la voluntad europea de la creación del mercado interior con la intención de garantizar el suministro en el ámbito europeo a precios competitivos y únicos en el marco de la libre circulación de capitales, personas, bienes y servicios en Europa. Se pasa así a sustituir las tarifas por la determinación de precios mediante mecanismos de competencia.

La cuarta transición, en la que nos encontramos, se caracteriza por la asunción de los compromisos de París, la pandemia COVID y la guerra de Ucrania que obligan a reconsiderar los tiempos y las prioridades en el empleo de los recursos económicos- financieros que se requieren, entre otros fines, para la sustitución de tecnologías.

En el apartado V.4, como hemos indicado, tendremos oportunidad de examinar la evolución de la estructura de potencia instalada en generación desde 1975. Las explicaciones sucintas que aquí hacemos del trabajo citado nos servirán para entender mejor la transición en la generación eléctrica en España.

IV.4 Escenarios y transiciones: enfoques y enseñanzas

Los deseos de anticipar el futuro tienen hoy en los escenarios una diversidad de enfoques notables y una riqueza basada en los estudios y en los modelos que los soportan⁶⁸.

Los escenarios cobran hoy gran relevancia, ya que la neutralidad climática impone la necesidad de mirar a un futuro, que supera los plazos habituales de las planificaciones y los planes energéticos del pasado, cuyo horizonte era de diez años.

A medida que nos alejamos en el tiempo son quizás más necesarias las hojas de ruta y las estrategias, para poder guiarnos en ámbitos cada vez más inciertos, y en los que los factores básicos determinantes del futuro se encuentran con mayores incertidumbres. La evolución y el avance de las tecnologías y la ingeniería, los cambios en el entorno económico incluyendo la evolución de los costes y precios de las energías, los contextos sociales y las prioridades políticas; van conformando las rutas reales, y al hacer el camino la “geografía” va dictando sus requerimientos.

Los escenarios actuales tienen dos enfoques básicos de ver el futuro. Unos parten de objetivos a medio y largo plazo, y retrocediendo hasta el presente nos indican lo que deberíamos de hacer para conseguir la neutralidad climática.

En otros, se parte de los compromisos reales o conocidos de los gobiernos y las administraciones y de las políticas declaradas; y se tienen más en cuenta las realidades técnicas, económicas e ingenieriles.

En ellos se pone de relieve que las nuevas energías o las energías emergentes son más caras que las actuales, (como también veremos en el apartado V.5 del capítulo siguiente); y el fortísimo despliegue de las energías renovables o de los vehículos eléctricos o de las nuevas infraestructuras energéticas requieren la movilización de ingentes inversiones recurrentes de aquí al 2050.

Los escenarios también nos muestran, que, en general, el gas seguirá teniendo un gran peso global que incluso será creciente y que el petróleo se mantendrá y disminuirá, pero no con el gradiente deseado para la neutralidad climática.

El examen de las transiciones energéticas del pasado muestra que más que sustituciones hay adiciones de energías nuevas o emergentes y que las energías existentes conviven durante lustros y décadas con las nuevas.

Asimismo, también se muestra que a medida que los sistemas energéticos son más grandes, y tienen infraestructuras energéticas potentes y

consolidadas, las transiciones son más complicadas y requieren más tiempo. Lo anterior se ha ilustrado con el examen de la evolución global, en varios países, y en distintos períodos y casos en España.

Los escenarios son necesarios y útiles, pero quizás, más que para predecir el futuro, para proveer elementos sobre los que tendríamos que trabajar para tratar de conformarlo. Por ello deberíamos de movernos más en el mundo de la técnica, de la ingeniería, de la economía; y de las ideas; y menos en el de las creencias.

V. La descarbonización⁶⁹ como transición energética

*“Verde que te quiero verde.
Verde viento. Verdes ramas.”*

GARCÍA LORCA, Romance sonámbulo

V.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es “presentar” la descarbonización como transición energética. Para ello, examinaremos los cambios acontecidos en la estructura energética, en España en un amplio periodo de cincuenta años, desde 1973 a 2023, y la evolución de la identidad de Kaya durante ese período. Asimismo veremos la evolución de la potencia de generación eléctrica durante 1975-2023.

Igualmente, analizaremos el papel de la electricidad, del gas y de las energías emergentes, incluyendo entre estas los biocombustibles, el biometano, así como el hidrogeno y los combustibles sintéticos. De tal suerte que, mirando al pasado y al futuro, podamos enriquecer las formas de abordar las transiciones con el objetivo de la neutralidad climática.

Antes de abordar los cambios de estructura en España y de examinar las energías relacionadas con los procesos de descarbonización, se presentan dos temas muy destacables, a tener muy en cuenta; y que, en ocasiones, se olvidan, al poner el énfasis en los procesos de descarbonización.

En mi opinión estos son: a) la seguridad de suministro, condición *sine qua non*, y tristemente de reciente actualidad (abril 2025) en el sistema eléctrico español, o por las consecuencias del ataque de EE. UU. a Irán (junio 2025), y b) las materias primas minerales para la transición energética, imprescindibles y muy ligadas a la seguridad energética y económica que se tratarán en un apartado específico.

Finalmente, en este capítulo y teniendo en cuenta que, en septiembre del año 2024, se publicó el denominado informe Draghi, que puso en

primer plano la necesidad de ligar competitividad y descarbonización, se tratará de mostrar, que la descarbonización hay que compaginarla con la competitividad.

V.2 Seguridad energética: condición *sine qua non*

En este apartado se examinarán tres aspectos relacionados con la seguridad. En primer lugar, la seguridad energética, tan de actualidad en España. El concepto de seguridad energética se está ampliando con los planteamientos de la Comisión Europea de seguridad económica; y ambos conceptos están relacionados con la “doctrina” actual de la autonomía estratégica abierta.

Por ello abordaremos en primer lugar la seguridad energética y posteriormente haremos referencia al de la seguridad económica y a la autonomía estratégica. Asuntos estos últimos que incluimos en este apartado y que también tienen mucho que ver con las dependencias de minerales críticos que trataremos en el próximo apartado.

Por otra parte, la descarbonización y la seguridad de suministro presentan interrelaciones diversas. Así puede pensarse en el sistema eléctrico, en la necesidad de materias primas minerales que, tal como se ha dicho, trataré en un apartado específico; o en la mayor relevancia del gas en algunos usos finales o como respaldo en la generación eléctrica. Tampoco debemos olvidar que para la seguridad de suministro los productos petrolíferos son también esenciales.

Seguridad energética

El cero eléctrico de 28 de abril de 2025, en el sistema eléctrico español pone de manifiesto, entre otras cosas, que la seguridad funciona cuando no se habla de ella⁷⁰.

El tema de la seguridad energética es muy amplio. No es solo la seguridad y continuidad del suministro de energía eléctrica. Por ello en este apartado, en primer lugar, se plantea la seguridad con un enfoque amplio, reflejando varias definiciones y haciendo algunas referencias y reflexiones. En

segundo lugar, se aportarán datos de las medidas actuales de stocks de seguridad en productos petrolíferos y gas en España y se mencionaran también algunos aspectos de la fiabilidad del sistema.

El académico Dr. Sierra López, J. (2005), en su discurso de ingreso en esta academia, situaba la seguridad de los abastecimientos como el primer gran pilar de toda política energética de los tres pilares de esta⁷¹. Y distinguía la dependencia de las importaciones de los suministros, de la vulnerabilidad de éstas, resaltando que la clave está en abordar la vulnerabilidad de las dependencias; y al examinar las políticas de seguridad señalaba que son múltiples las actuaciones que pueden incidir directa o indirectamente en la seguridad.

La amplitud del tema de la seguridad energética, que ya hemos indicado, es coherente con el hecho de que existen 45 definiciones distintas del concepto de seguridad de suministro⁷². Siguiendo la misma fuente, en el pasado, la relación entre energía y seguridad parecía directa y clara entendiéndola como disponibilidad de un flujo de energía estable.

La AIE definía en el año 2014 la seguridad energética como “la disponibilidad sin interrupciones de fuentes energéticas a un precio asequible” (*availability* y *affordability*). Esta definición vino a ampliarse para llegar a las denominadas cuatro As en inglés: aparte de las dos primeras, ya citadas, las de *accessibility* y *acceptability*⁷³.

Estas cuatro As pueden analizarse en relación con tres preguntas y tres enfoques geopolíticos diferentes. Las preguntas serían seguridad para quién (i.e. hogares y consumidores individuales, industria, compañías energéticas, inversores); seguridad para qué (i.e. principios o valores), y seguridad en relación con qué amenazas.

En cuanto a los enfoques geopolíticos, o de relaciones internacionales, la seguridad se puede examinar desde el ámbito del liberalismo (en el que hay numerosos agentes, incluyendo compañías, organizaciones no gubernamentales y estados). Desde el del realismo, en el que los estados son los agentes dominantes y desde el radicalismo en que predomina la consideración de la visión norte-sur como relación o estructura dominante.

Desde el punto de vista de los estados, el énfasis de la seguridad estaría en la vulnerabilidad de las importaciones y en el funcionamiento de los sistemas energéticos en el interior del país.

En este punto es relevante hacerse la pregunta sobre los instrumentos que se pueden utilizar para la seguridad energética, entre ellos ⁷⁴: a) diversificación, b) desarrollo de la producción doméstica, c) mejora de la seguridad en las infraestructuras de importación e internas, d) mantenimiento de stocks, e) eficiencia energética, f) restricciones o gestión de la demanda, g) subvenciones para una energía asequible, h) comercio de la energía y niveles de precios, i) sustitución de combustibles y j) incremento rápido de la producción propia. La lista anterior parece muy amplia, pero, en mi opinión, tiene la ventaja de identificar políticas o medidas, alguna de las cuales están relacionadas con la A de asequible.

Con todo, y como se ha presentado en los escenarios, el petróleo y el gas seguirán siendo necesarios durante bastantes años. Por ello conviene recordar la frase de W. Churchill “*Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone*”⁷⁵. Este aspecto de la diversificación creo que sería también aplicable “mutatis mutandis” al gas, a los sistemas eléctricos y a otros sistemas energéticos.

En el ámbito doméstico la seguridad de suministro descansa en unas infraestructuras energéticas bien diseñadas adaptadas a las nuevas necesidades, como las redes de transporte y distribución de electricidad o gas o en el futuro del hidrógeno; y una gestión de los sistemas sean de electricidad, gas o productos petrolíferos, muy cualificada, independiente y bien gestionada.

Otro elemento muy relevante es la capacidad de respuesta ante interrupciones o problemas geopolíticos. Los stocks de productos energéticos son muy relevantes. CORES es responsable en España, de su supervisión y control en base a la normativa existente que fija los niveles de almacenamiento en 92 días del consumo anual para los productos petrolíferos, 20 para el gas natural más los días de existencias operativas de los usuarios (DOU); y 20 para los gases licuados del petróleo (GLP)⁷⁶.

Teniendo en cuenta la relevancia del gas natural en nuestro *mix* energético y que los stocks son inferiores a un mes y no llegan a la tercera parte de los de los productos petrolíferos, convendría una reflexión para proponer, buscar medios e implementar medidas (complementarias a las de DOU) para ampliar el número de días de almacenamiento de gas en almacenamientos subterráneos, u otras medidas, para tener una mayor autonomía y capacidad de respuesta.

Seguridad económica y autonomía estratégica

En junio de 2023 la Comisión Europea publicó la Comunicación sobre la estrategia europea de seguridad económica⁷⁷ en la que indicaba que “con el aumento de las tensiones geopolíticas y con una integración económica mundial más profunda que nunca, determinados flujos y actividades económicos pueden suponer un riesgo para nuestra seguridad” y reconocía la necesidad de un enfoque estratégico general de la seguridad económica, la reducción de riesgos y la promoción de ventajas tecnológicas en sectores críticos.

Para ello se identifican como prioridades: a) promover la competitividad haciendo que la economía y las cadenas de suministro sean más resilientes y se refuercen la innovación y la capacidad industrial, b) protegerse frente a los riesgos para la seguridad económica con herramientas como la defensa comercial, la seguridad 5G/6G, o el control de la inversión directa y c) asociarse con países que tienen intereses comunes y estén dispuestos a colaborar.

En cuanto al fomento de la base económica, la competitividad y el crecimiento de la UE el documento incluía varias propuestas como la estrategia industrial de la UE u otras como las relativas a las materias primas fundamentales, o la industria de cero emisiones netas.

Brenson, E. et al. (2024) identifican los puntos más significativos de la seguridad económica en la evaluación de las inversiones directas extranjeras, el control de las exportaciones, las inversiones exteriores y la escalación de la investigación en tecnologías, así como la prevención de la fuga de investigaciones avanzadas. Para estos autores la estrategia de la UE cubre un amplio abanico de intentos para construir un bloque geopolítico más unido, estimular la autonomía estratégica y ser más independiente de los EE. UU manteniéndolo, al mismo tiempo, como un socio cercano.

Chimits, F. et al. (2024), consideran que la seguridad económica forma parte del concepto de la autonomía estratégica abierta y tras señalar que no parece que la Comisión Europea defina con claridad aquella; y examinar los conceptos e instrumentos de la seguridad energética en países como EE. UU., China o Japón, identifica, como riesgos a abordar por la seguridad económica, los de la resiliencia de las cadenas de suministro, la

seguridad física y la ciberseguridad de infraestructuras críticas, las fugas tecnológicas, la militarización (*Weaponization*) de las dependencias, o la coerción económica.

Para Álvarez Pelegry et al. (2023) “El concepto de autonomía estratégica se utilizó ya en noviembre de 2013 en relación con la industria de defensa. De acuerdo con las conclusiones del Consejo Europeo de noviembre de 2016, se puede definir como la “capacidad para actuar de manera autónoma, cuándo y dónde sea necesario, y en la medida de lo posible, con los países asociados” (Borrell, 2020).

Puede afirmarse que la autonomía estratégica es equivalente al concepto de soberanía estratégica, y al considerar la dimensión exterior, parece que se incorpora el concepto de autonomía estratégica abierta que, en mi opinión incluiría, por ejemplo, las alianzas con terceros países y que no solo tiene que ver con la seguridad de suministro y la económica; también con las materias primas minerales que veremos en el apartado siguiente.

V.3 Las materias primas minerales: imprescindibles para la transición energética

La descarbonización está poniendo de manifiesto la necesidad clave de las materias primas minerales y, por tanto, sitúa en un primer plano la importancia de la minería, la mineralurgia y la metalurgia.

Conviene analizar las cantidades de minerales, en términos específicos, según las tecnologías. Es decir, comparar por MW (megavatio) instalado en eólica, fotovoltaica, nuclear, carbón o gas natural; cuantos kilogramos (kg) de minerales hay. El resultado muestra que la generación eólica requiere del orden de 10.000 a 15.000 kg/MW, según sea en tierra o en mar (*Offshore*), mientras que las centrales de carbón estarían cerca de 2.500 kg/MW y las de gas natural en algo más de 1.000 kg/MW. Por su parte, un vehículo eléctrico tiene algo más de 200 kg y uno convencional del orden de 35 kg de minerales⁷⁸.

Como ya se ha visto en los escenarios, el crecimiento de cada tecnología va a ser diferente, esperándose fuertes incrementos en eólica y fotovoltaica, superiores a los de las energías convencionales, como el petróleo o el gas (IEA, 2024b).

Lo anterior supone un hecho fundamental y decisivo: las tecnologías renovables y los vehículos eléctricos son más intensivos/os en minerales que las “clásicas” o tradicionales; y por tanto a medida que las renovables y los vehículos eléctricos vayan ganando cuota y se implanten cada vez más, van a ser necesarios más minerales; y más en comparación con las tecnologías que antes era predominantes. Los análisis muestran que esto será así, teniendo en cuenta mayores tasas de reciclaje y una mayor implantación de la economía circular⁷⁹, si bien los efectos sustitutivos, por ejemplo, entre materiales para los ánodos o cátodos de las baterías, afectarán a una mayor o menor demanda de ciertos minerales.

Álvarez Pelegrý et al. (2023) señalaban que “En el año 2020 un informe del Banco Mundial (World Bank, 2020), ponía de relieve que, en diferentes escenarios de descarbonización, la demanda de 17 elementos necesarios para las tecnologías de la transición energética se incrementaría de forma notable hasta 2050. El mismo año, la Comisión Europea analizaba los flujos de materiales y minerales para nueve tecnologías identificadas como críticas (Comisión Europea, 2020) y señalaba la importancia de varias cadenas de suministro, entre otras, las de las tecnologías relacionadas con el sector energético”. Apenas un año después, la AIE estimaba que la demanda en 2040 respecto a 2020 también aumentaría sustancialmente (IEA, 2022a).

En 2023, la AIE revisaba la situación del mercado de los minerales críticos (IEA, 2023a), y concluía que, en términos económicos, para algunos de ellos, el mercado se había duplicado en los últimos cinco años y estimaba un continuo incremento de la demanda a 2050, en todos los escenarios⁸⁰.

También resulta relevante el aumento de la variedad de elementos necesarios, la mayor de la historia. Los necesarios para la fabricación de los equipos relacionados con las tecnologías de generación, el almacenamiento o el transporte de energía más directamente relacionados con la transición energética, son numerosos. Algunos son necesarios en la fabricación de una amplia gama de tecnologías (conocidos como *cross-cut* o transversales), siendo el mejor ejemplo el cobre⁸¹. En el otro lado se encuentran elementos como el grafito y el litio, por ejemplo, que se emplean en la fabricación de un número más reducido de tecnologías y, en particular, en el almacenamiento de energía.

En el ámbito de las materias primas críticas o fundamentales⁸² (MPF), Europa es vulnerable y es consciente de ello desde 2008⁸³, y la transición

energética y la digitalización han hecho más visible esta vulnerabilidad. Uno de los hechos claves de la vulnerabilidad es que solo produce del orden del 8 % de las materias primas minerales necesarias.

La Comisión ha ido identificando sobre la base de criterios de riesgo de suministro e importancia económica, desde 2011, un listado de materias primas críticas⁸⁴ (que ha pasado de 14 a 33 en la relación del año 2023) y, a su vez, las denominadas materias primas estratégicas, que es un subconjunto del anterior⁸⁵ y recoge el conjunto de materias primas críticas que además son imprescindibles para la transición energética y la digitalización.

En la respuesta a la vulnerabilidad europea es clave la publicación en el año 2024 de la denominada Ley de materias primas fundamentales, en realidad Reglamento (UE) 2024/1252 por el que se establece un marco para garantizar un suministro seguro y sostenible de materias primas fundamentales.⁸⁶ Y, como se ha señalado en el apartado III.3, España cuenta desde 2022 con una Hoja de Ruta para la Gestión Sostenible de las Materias Primas Minerales⁸⁷.

El Reglamento comunitario contempla los denominados proyectos estratégicos que son los que contribuyen a la seguridad de suministro de las materias primas estratégicas tanto en la producción (minería) como en la metalurgia (el procesamiento). Estos proyectos tendrán, una vez aprobados, prioridad de ejecución en particular en los procesos de autorizaciones administrativas.

El Reglamento fija unos objetivos para garantizar que a 2030, la capacidad de la Unión para cada materia prima estratégica, haya aumentado significativamente y se consiga que: a) la capacidad de extracción autóctona sea al menos el 10 % del consumo anual de materias primas estratégicas de la UE, b) la capacidad de procesamiento de la UE, en todas sus fases intermedias, permita producir al menos el 40 % del consumo anual, y c) la capacidad de reciclado de la UE permita producir al menos el 25 % del consumo agregado anual de materias primas estratégicas de la Unión y reciclar cantidades cada vez más significativas de cada materia prima estratégica contenida en los residuos.

Por otra parte, se plantea la diversificación de las importaciones de materias primas estratégicas con vistas a garantizar que, a más tardar en

2030, el consumo anual de la UE de cada materia prima estratégica (en cualquier fase significativa del procesamiento) no dependa en más de un 65 % del suministro de un mismo territorio”⁸⁸.

En el marco del Reglamento citado la Comisión Europea⁸⁹ aprobó en 2025, una lista de cuarenta y siete proyectos estratégicos para impulsar las capacidades estratégicas internas, lo que a su vez reforzará la cadena de valor europea de las materias primas y diversificará las fuentes de suministro.

Los proyectos están ubicados en trece Estados miembros de la UE, entre ellos España. Abarcan uno o más segmentos de la cadena de valor de las materias primas. Veinticinco proyectos son de extracción, veinticuatro de transformación, diez de reciclado y dos de sustitución de materias primas. Los proyectos estratégicos abarcan catorce de las diecisiete materias primas estratégicas.

Veintidós proyectos son de litio, doce de níquel, diez de cobalto siete de manganeso y once de grafito. Según la Comisión, estos proyectos garantizarán que la UE pueda cumplir plenamente sus valores de referencia de 2030 para la extracción, el procesamiento y el reciclado del litio y el cobalto, al tiempo que se realizan avances sustanciales en lo que respecta al grafito, el níquel y el manganeso. Además, se han seleccionado estos proyectos porque contribuyen al suministro seguro de materias primas estratégicas de la UE, cumplen los criterios medioambientales, sociales y de gobernanza y son técnicamente viables.

Los proyectos estratégicos en España son los siguientes, según COM (2025d) 1904 final: Aguablanca, CirCular, Las Navas, Mina Doade, El Moto, P6 Metals, y Sulfitos primarios polimetálicos. La importancia de estos proyectos es muy notable ya que, como la propia Comisión señala, contribuyen a la cadena de suministro y a la cadena de valor.

Este aspecto resulta vital ya que, por una parte, supone poner en primer plano la relevancia de la minería y la metalurgia en España y en Europa y, por otra parte, para España supone una oportunidad de creación de industria en torno a la cadena de suministro de materias primas minerales, desde la investigación minera a la fabricación de componentes y equipos para la transición energética⁹⁰. Tema sobre el que volveré más adelante en el capítulo VI de las transiciones energéticas a las transformaciones industriales.

En 1969, en España, se desarrolló un programa de investigación minera; en 1974 se dieron a conocer las orientaciones básicas para plantear el abastecimiento de materias primas minerales y, en 1975, se aprobó por el Consejo de Ministros el Plan Nacional de Abastecimiento de Materias Primas Minerales (no energéticas), cuya última revisión data de 1987. Desde entonces no ha habido una planificación del sector minero; y, como consecuencia del reglamento citado, será necesario establecer e implementar un plan de exploración, por lo que el lanzamiento de este es una buena noticia.

V.4 Descarbonización y estructura energética.

En este apartado examinaremos, en primer lugar, los cambios en la estructura energética en España, en energías primarias y finales y en generación eléctrica, durante un amplio periodo de 50 años (medio siglo); lo que nos permitirá ver su evolución y sacar algunas conclusiones en el contexto de las transiciones energéticas. Relacionado con lo anterior, se presenta la evolución de los factores de la identidad de Kaya, que permite identificar también algunas tendencias.

Cambios en la estructura energética. España 1973-2023

Si consideramos que la transición energética consiste en un cambio de la estructura de las energías primarias y finales, como también señala Smil (2010), se debería abordar el análisis de la evolución de estas.

En el anexo 3 (tablas I.A, I.B, II. A y II.B) se refleja la evolución de las energías primarias y finales en España en el periodo 1973-2023. Se recogen las cifras de una serie de años representativos como los de los comienzos de las décadas y el año de la firma del Acuerdo de París. Ese año como el de 1990, son significativos ya que se suelen utilizar como referencia (en particular 1990), para los objetivos de disminución de emisiones.

A continuación, se analiza el consumo de energía primaria total y de los diferentes tipos de energías examinando su evolución mediante las tasas anuales de crecimiento simple. Esto permite tener una idea de la importancia porcentual del crecimiento de cada una de las energías y del total de la energía primaria. Este análisis se completa con un examen de

las variaciones de la cuota de participación de cada fuente de energía en la estructura de energía primaria. Seguidamente, y para las energías finales se sigue el mismo esquema de análisis.

El consumo de energía primaria más que se duplicó en el periodo analizado, pasando de algo más de 54 Mtep⁹¹ a unos 126 Mtep. En valores absolutos el máximo de energía primaria tuvo lugar en el año 2007 con unos 155 Mtep; es decir, que en los primeros 34 años del periodo analizado, la tasa media de crecimiento fue cercana al 5,5 %, y en el periodo de los 50 años del 2,7 %. Si en lugar de la tasa anual de crecimiento simple se calculase una tasa anual compuesta (CAGR por sus siglas en inglés), que básicamente y a mi entender implicaría considerar las variaciones respecto a los crecimientos acumulados año a año, la variación del consumo de energía primaria total en el período 1973-2023 sería del 1,7 %.

El petróleo crece de forma muy significativa hasta la década de comienzos de siglo, pero disminuye hasta el año 2020, experimentando una recuperación en 2023. En el periodo pasó de cerca de 40 Mtep a 60 Mtep; es decir un aumento del 52 % equivalente a un crecimiento simple anual del 1 %.

El carbón creció para duplicar el valor inicial del año 1973, en el año 2000 y a partir de ahí, inició un declive para llegar a valores muy bajos en el año 2023. El carbón es claramente la energía primaria que ha disminuido en valores absolutos y su tasa simple media de decrecimiento es del 1,4 % anual en el periodo estudiado.

El gas natural⁹² experimentó un fuerte crecimiento, hasta los 25 Mtep, en 2023, con un máximo en 2010, disminuyendo posteriormente. El crecimiento en los 50 años fue de una tasa anual simple cercana al 62 %.

La energía nuclear aumentó su papel en los años ochenta y a partir de los noventa se mantuvo entre unos 14 y 16 Mtep con algunos altibajos. En el conjunto del periodo supuso un crecimiento medio del orden del 15 % anual.

Las energías renovables han crecido, en particular, a partir del año 2000, y su crecimiento medio simple anual fue de 10 % anual en el período 2000-2023.

Si en la energía primaria agrupamos las cantidades de carbón, petróleo y gas natural; lo que se puede ver en la tabla I.B del anexo 3, las energías

fósiles han incrementado su suministro en valor absoluto hasta 2010, pero han reducido su peso en el mix de energía primaria. Si consideramos los 50 años del periodo que analizamos, las energías fósiles pierden un 22 % de cuota para llegar al 70 % en 2023; es decir su cuota disminuyó cerca de un 0,5 % anual.

Las renovables, para el período 1973-2023, en valor absoluto se multiplican por 9, crecen a un 16 % de tasa anual simple y han ganado 13 puntos porcentuales de cuota; es decir, un crecimiento anual de cuota del orden del 5 %. La energía nuclear en valor absoluto se multiplicó casi por 9 y ganó 9 puntos porcentuales de cuota; es decir, una tasa de crecimiento media anual del 6 %.

En cuanto a energía final, en el contexto de un crecimiento total del consumo la contribución de los productos petrolíferos pasó de representar tres cuartas partes del total de la energía a menos de la mitad. El gas natural de un valor del 2 % alcanzó el 17 % habiendo pasado por el 20 % en 2020. Las renovables y biocombustibles pasaron del 7 % en 1990 al 10 %⁹³ en 2023. Y la electricidad prácticamente duplicó su cuota del 13 % al 25 % entre 1973 y 2023, es decir una tasa anual de crecimiento de la cuota del 1,8 %. El carbón cayó de valores cercanos al 10 % a prácticamente cero.

Si agrupamos el carbón, los productos petrolíferos y el gas, en su conjunto, crecieron en valor absoluto un 43 % en 50 años, pero su cuota cayó del 87 % al 65 %. Es decir, una disminución de la cuota media anual cercana al 0,5 %. La electricidad, en valor absoluto, se multiplicó prácticamente por 4 y ganó 12 puntos porcentuales de cuota para llegar al 25 %. Es decir, un incremento medio anual de la cuota del 1,8 %⁹⁴ o de 0,24 puntos porcentuales al año. Las renovables llegaron al 10 % desde un valor prácticamente nulo en 1973; es decir, un incremento medio anual de la cuota del 1,3 % entre 1990 y 2023 o de 0,10 puntos porcentuales al año.

Una de las conclusiones respecto al incremento o disminución de las cuotas porcentuales en la estructura energética es que las variaciones en cuota están, como media anual, en valores inferiores al 2 %. En términos de variaciones de la cuota, excluyendo aquellos casos en los que esta ha disminuido en el período, el promedio de incremento anual se sitúa en torno a 0,25 puntos porcentuales.

Cabría preguntarse si mirando los últimos 50 años podríamos, de forma “realista”, suponer crecimientos futuros en las cuotas superiores a estos valores.

La electricidad como porcentaje en el uso final, ya hemos indicado que pasó de cerca del 13 % al 25 %. Es decir, aumentó anualmente en torno a 0,2 puntos porcentuales si bien su consumo en términos absolutos se ha reducido desde el año 2010. Esto debería suscitar una reflexión sobre los objetivos de penetración porcentual de la electricidad; y quizás evaluar la implementación de las políticas que, en general, promueven la electrificación bien en el sector doméstico (i.e. bombas de calor), en el transporte (con los vehículos eléctricos) y en la industria.

Una mayor penetración de la electricidad en los usos finales parece que no es fácil, si miramos a Europa (UE-27), ya que, como hemos señalado en el apartado III.3, se mantiene en torno al 23 % en los últimos años según datos de Eurelectric (2024). Si la electrificación, tal como se pretende, tiene más penetración en el transporte, debería incrementar su peso en la estructura de consumo final previsiblemente en detrimento de los productos petrolíferos. Sin embargo, es posible que la producción de biocombustibles compita en ese segmento de mercado junto con otras alternativas (como el hidrógeno o los combustibles sintéticos). Ello lleva también a otra reflexión relativa a la penetración de las energías renovables en el uso final.

Descarbonización. Identidad de Kaya

Ya hemos visto en el capítulo III el concepto de neutralidad climática y los objetivos a 2050 en Europa y en España.

Dicho lo anterior conviene recordar la identidad de Kaya, a la que ya me referí en mi discurso de ingreso en la Real Academia de Ingeniería⁹⁵. Dicha formulación considera las emisiones totales de CO₂ o de GEI resultado de la multiplicación de cuatro factores: a) emisiones de GEI por energía (por ejemplo, toneladas de GEI o de CO₂ por tonelada equivalente de petróleo), es decir, el factor de la intensidad de emisiones; b) el factor adimensional que relaciona la energía primaria (EP) respecto a la energía final (EF); c) la intensidad energética de la economía cuya ratio es el consumo de energía (EF) por unidad de PIB, d) el PIB per cápita y e) la población.

$$\text{Emisiones GEI (kt CO}_2\text{e)} = \frac{\text{GEI (kt CO}_2\text{e)}}{\text{EP (ktep)}} \times \frac{\text{EP (ktep)}}{\text{EF (ktep)}} \times \frac{\text{EF (ktep)}}{\text{PIB (Meuros)}} \times \frac{\text{PIB (Meuros)}}{\text{Pobl. (Millones)}} \times \text{Pobl. (Millones)}$$

Si *ceteris paribus* la población y la renta per cápita se mantuviesen constantes, la forma de reducir las emisiones totales sería actuando sobre la intensidad de emisiones (GEI por consumo de energía) y sobre la intensidad energética (es decir consumo de energía por unidad de PIB). Si la población y la renta per cápita aumentaran, como ha sido el caso de la economía española; es aún más importante que la intensidad energética y la de emisiones disminuyan⁹⁶. En este caso, también es clave, de acuerdo con la fórmula, la ratio de eficiencia de energía primaria/energía final, que se puede interpretar como la eficiencia de la conversión energética en el conjunto de la economía.

De forma simplificada y si asumimos que la disminución de la intensidad energética no responde a una desindustrialización, el factor de la intensidad energética (EF/PIB), de nuevo *ceteris paribus*, para una estructura económica determinada y constante, debería venir de la eficiencia de la utilización de la energía final.

Como acabamos de señalar, un elemento clave para disminuir las emisiones es disminuir el factor de intensidad de emisiones, es decir las emisiones de CO₂ (o de GEI) por unidad de consumo energético, y la intensidad energética es decir menos energía por unidad de PIB. Esto es lo que habitualmente se conoce como *decoupling* o desacoplamiento, donde la idea fundamental es “desacoplar” el crecimiento económico del crecimiento de las emisiones⁹⁷.

La Agencia Europea del Medioambiente (EEA) ha aplicado la identidad de Kaya para Europa y concluye que se ha logrado el crecimiento económico (y de la población) y la disminución de la intensidad energética y de las emisiones de CO₂⁹⁸.

Asimismo, Dolge, K. y Blumbega, D. (2021) en un análisis individualizado de 28 países europeos, y para el periodo 2010-2019 encontraron, utilizando también la ecuación de Kaya, en general, una disminución de emisiones GEI, debido a las mejoras en la intensidad energética y en la intensidad de emisiones⁹⁹.

En la tabla III.A del anexo 3, se recogen los parámetros y valores para el cálculo de la identidad de Kaya para la economía española en el periodo 1973-2023, y en la tabla III.B los diferentes factores, utilizando para los datos de energía primaria y final los de las tablas I.A y I.B.

El examen de los resultados para España nos permite señalar que la intensidad de emisiones ha mejorado en el periodo; desde 3,1 tCO₂e/tep en 1990 a 2,1 en 2023, es decir una mejora del 32 % en 33 años .

La intensidad energética también mejora, en el periodo en el que se aportan datos para este factor, de 1980 a 2023, pasando de 316 tep/Meuros a 52 tep/Meuros, un cambio muy destacable en 33 años. Dada esta variación, sería de interés profundizar en la situación de España en términos de eficiencia energética en el año 1980, así como analizar la evolución del PIB deflactado. En cualquier caso, para evaluar esta mejora deberían analizarse los cambios en la estructura económica, para evaluar si el cambio se debe a una mejora real de la eficiencia energética o a una evolución hacia sectores menos intensivos en energía. Este asunto, que requiere más análisis, no lo abordaremos aquí.

Un tercer factor fundamental es el cociente entre EP y EF, que podríamos interpretarlo como la eficiencia en los procesos transformadores de energía. Básicamente y si nos atenemos al diagrama de Sankey del año 2023¹⁰⁰ de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica y del refino; no se observa una clara mejoría ya que el cociente citado de EP y EF se han movido, con altibajos, entre 1,3 y 1,7 según las cifras reflejadas en el anexo 3, tabla III.B.

Con todo, entre 1990 y 2000 las emisiones se incrementaron mucho de 286,7 MtCO₂e a 383,3 lo que pueden explicarse fundamentalmente por el aumento del PIB per cápita, de acuerdo con los datos analizados del anexo 3, si bien, la intensidad en emisiones y la intensidad energética mejoraron.

En el periodo 2000 - 2023, las emisiones disminuyeron para llegar a 271 Mt CO₂e. En este periodo el crecimiento de la población y de la renta fueron acompañados de una mejora en la intensidad energética muy superior a la del período 1990-2000 (posiblemente debida, en parte, a cambios en la estructura económica) y a una mejora en la intensidad emisiones. Asimismo, se observa una leve reducción del consumo de energía primaria.

Los dos grandes sectores transformadores de energías primarias han sido el sector eléctrico y el del petróleo, que podemos identificar como la generación eléctrica y el refino¹⁰¹. A continuación, analizaremos la evolución de la estructura de generación eléctrica.

Estructura de generación eléctrica. Potencia instalada 1975-2023

En el anexo 3, tabla IV, se puede observar la evolución de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en el periodo 1975-2023¹⁰².

En el año 1975 la estructura de potencia era básicamente 50% renovables (hidráulica) y 50% térmica, fundamentalmente carbón. La energía nuclear curiosamente tiene en la actualidad, en potencia, un porcentaje similar al de entonces mientras las renovables han crecido hasta el 66%.

La potencia en carbón tras un máximo en el año 1980 se mantuvo, en términos de potencia instalada, en unos 10 GW básicamente hasta el año 2015 en el que empezó su declive para tener una potencia que se puede considerar no relevante. En cuota disminuyó desde el 53 % en el año 1980 al 2 % en 2023.

Una situación similar es la de las centrales de fuel+gas que con porcentajes del 17 % en 1990 fueron disminuyendo para ser prácticamente inexistentes en la Península¹⁰³.

Las renovables eólica y fotovoltaica comenzaron su crecimiento en la década del 2000 siendo más pionera la eólica, llegando a representar cada una un 24 % en el año 2023. Es decir, conjuntamente, puede decirse que suponen cerca de la mitad de la potencia instalada y si le añadimos la hidráulica, y otras renovables suponen el 66 %. Si a estas se les suma la nuclear, como energía sin emisiones de GEI, llegamos prácticamente el 71 % de potencia en el *mix* eléctrico. La potencia instalada sin emisiones de GEI habría pasado del 51 % al 71 % en un periodo de 48 años. Periodo en el que la potencia instalada total pasó de unos 25 GW a algo más de 132 GW.

Así pues, a riesgo de simplificar, puede decirse que hay un fuerte crecimiento de las renovables, a partir de la década de los años 2000; la aparición y crecimiento de los ciclos combinados con un fuerte porcentaje en 2010 (26 %), que se mantiene en 2023 con un 20 % y la práctica

desaparición del carbón y del fuel+gas (en 2023 representan el 2 % cada uno). La cogeneración con un 8 % en el año 2000 se mantiene en porcentajes significativos con un 5 % en 2023.

Una estructura de generación, la actual, mucho más potente y diversificada donde la energía térmica, en ausencia del carbón y del fuel, son los ciclos combinados y la nuclear y con unas renovables como la solar fotovoltaica y la eólica que han sobrepasado, con creces, a la hidráulica.

Ciertamente un importante cambio de estructura, que en 48 años ha pasado de un 47 % renovable (hidráulica) a un 66 % (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica). Es decir, una potencia renovable más diversificada, que en potencia ha ganado un 19 % de cuota en el periodo analizado.

V.5 Electricidad, gas y energías emergentes

De lo anterior resulta claro que la descarbonización implica que, en gran medida, la energía debe de ser baja en emisiones de CO₂ y en otros GEI. Es decir, debemos reducir la intensidad de emisiones. De ahí que en este apartado examinemos, aunque sea brevemente, el asunto. Se trata de un tema amplísimo que podemos abordar desde el consumo de energías finales en las diferentes actividades o sectores económicos, que habitualmente se refieren a la industria, al transporte; y al doméstico y comercial.

Si miramos a los consumos desde la óptica del tipo de energía hemos de considerar las energías finales, que ya hemos visto en el apartado anterior: la electricidad, el gas, los productos petrolíferos y las renovables directamente utilizadas para el consumo, como los biocombustibles o la biomasa. Ya hemos visto que el carbón como uso en energía final tiene en España un porcentaje en la estructura de consumo prácticamente nulo.

La búsqueda incesante de renovables y de energías limpias, ha promovido, ya desde 2000 el desarrollo de biocombustibles¹⁰⁴; y en fechas relativamente más recientes, en España, como hemos reseñado en el capítulo III. 3, el desarrollo del biogás y del biometano, esta promovido por las estrategias y hojas de ruta; de tal manera que, a futuro, puedan ser

energías, en mi opinión, parcialmente sustitutivas del gas natural. Dicho de otra manera, estamos ante un desarrollo previsiblemente creciente de los denominados gases renovables.

En el capítulo III, ha quedado patente que tanto la Comisión Europea, como el Gobierno español, promueven con sus políticas, hojas de ruta y estrategias, la utilización del hidrógeno, ya que se considera un vector energético que puede contribuir a descarbonizar sectores en los que es difícil disminuir las emisiones de GEI, como la siderurgia, la petroquímica y también se puede utilizar en el transporte. Asimismo, el hidrógeno verde es un elemento clave para la producción de combustibles sintéticos.

Por lo anterior en este apartado sobre descarbonización como transición energética resulta oportuno tratar esas fuentes de energía; tanto por sus desarrollos en la actualidad, como por las esperanzas puestas en ellas, así como por los resultados de los escenarios que hemos visto en el apartado IV.1, en particular, en aquellos cuyo objetivo es el de cero emisiones netas.

Para situar lo anterior, procedernos, en primer lugar, con algunas consideraciones previas respecto a la electricidad y el gas.

Electricidad y gas

No es de extrañar que la punta de lanza de la disminución de emisiones sea el *mix* eléctrico. La Agencia Internacional de la Energía en sus escenarios, hace años, ya consideraba que el sector eléctrico iría primero y más rápido en la disminución de emisiones.

El potencial de incrementar su participación en el uso en la energía final es claro, no solo en el transporte, sino también en el segmento doméstico/comercial y en la industria (en competencia con el gas natural) y como input clave para la fabricación de hidrógeno verde. Pero el incremento de cuota de la electricidad como energía final, como hemos visto en el apartado V.4, no está creciendo al ritmo esperado. Hay que tener en cuenta que la penetración de una energía mejora a medida que su precio es bajo y su uso es más conveniente para los usuarios finales.

En el logro de una producción eléctrica limpia, baja en emisiones de CO₂, las energías renovables y la nuclear tienen un papel clave. En el sector eléctrico, la transición supone cambios y transformaciones en la estructura

de generación, cuya evolución en el pasado la hemos visto en el apartado anterior, pero estos cambios, por el lado de la oferta implican la necesidad de modificaciones en las infraestructuras, con fuertes desarrollos de redes de transporte y distribución; así como la necesidad de almacenamiento eléctrico y de medidas de flexibilidad.

La Comisión Europea en el plan de acción de redes estima que se necesitan en torno a 584.000 millones de EUR de inversiones para redes eléctricas en esta década y que la mayoría de estas irán destinadas a las redes de distribución para hacerlas digitales, ciberseguras y permitir la supervisión en tiempo real y el control a distancia de las mismas. Alrededor del 40 % de las redes de distribución europeas tiene más de 40 años y deben modernizarse. La industria estima que se necesita invertir en torno a 375.000-425.000 millones de euros en las redes de distribución de aquí a 2030¹⁰⁵. En España la revisión del PNIEC de 2023, estima las necesidades de inversión en redes en 52.360 millones de euros¹⁰⁶.

A este respecto resultan de interés las necesidades que se ponen de relieve tras el cero eléctrico de 28 de abril de 2025 en el informe Gob. Esp. (2025). Entre las recomendaciones figura que el servicio de control de tensión se provea, no solo por la generación síncrona, también por cualquier instalación de generación distribuida por todo el país, incluidas las asíncronas. Asimismo, recomienda incorporar, de forma urgente en la planificación, tecnologías que permitan un mayor control de tensión, citándose los compensadores síncronos distribuidos por todo el territorio peninsular, la actualización de sistemas FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) y la instalación de nuevas reactancias. Y en los planes de inversión de las distribuidoras incorporar herramientas para el control y la monitorización de la tensión; así como medidas asociadas a la telecomunicación y el telemando. Asimismo, reconoce la importancia de los servicios de ajuste en la operación reforzada del sistema¹⁰⁷.

No parece haber, a la fecha, una estimación ni de las inversiones que se citan, ni sobre los costes asociados, pero la situación ha puesto de relieve que la transición se encuentra con situaciones no previstas, y que al hacer el camino que nos marcan las hojas de ruta nos encontramos con la “geografía”.

Como se ve los cambios en el sistema eléctrico no son solo en la estructura de generación. No menos importante es el cambio fundamental que se está produciendo al pasar de una generación de elevada potencia

“concentrada”, en un número reducido de puntos de suministro, a una gran dispersión de puntos de generación de potencia relativamente reducida¹⁰⁸. Este fenómeno tiene que ver con las energías dispersas o distribuidas, y conectadas a tensiones, en bastantes casos inferiores de las de transporte, así como el autoconsumo con generación en el punto de consumo que autoabastece, al menos parcialmente, a los consumidores y que según la regulación que se aplique puede verter energía a la red. En autoconsumo, en España, las cifras son muy elocuentes. Se ha pasado de 22 MW en 2014 a casi 7.000 MW a finales de 2023 (UNEF, 2024).

Esta situación de la energía distribuida es enfocada por Smil. V. (2015) desde la “densidad energética” que considera un determinante clave de la naturaleza y las dinámicas de los sistemas energéticos y señala que no es un denominador común utilizado en los análisis, pero que es particularmente revelador cuando se comparan los sistemas basados en energías fósiles con los de renovables. Häfele, W. y Sassin, W. (1977) indicaron también que “la densidad de las operaciones en energía es uno de los parámetros más cruciales que determina la estructura de los sistemas energéticos”.

Las energías renovables tienen una densidad energética baja en comparación con las energías convencionales, incluyendo en la comparación los requerimientos de terreno asociados a la producción de energía térmica o de refino. Analiza también la densidad energética en los usos y al integrar ambos señala que “... las civilizaciones modernas extraen combustibles y generan electricidad térmica con densidades energéticas que son, generalmente, al menos de uno, normalmente dos y en ocasiones de tres órdenes de magnitud mayores que las densidades energéticas en los usos finales en zonas urbanas (donde vive la mayoría de la gente) ...”.

“Por el contrario las futuras sociedades utilizando energías solo o en gran medida renovables, confiarían en un enfoque completamente diferente, concentrando los flujos de energía difusa con densidades energéticas bajas, en su mayoría en el rango entre 0,2 W/m² para biocombustibles líquidos a 20 W/m² para la energía solar fotovoltaica. Los sistemas de energías renovables tendrán que cubrir la brecha de varios ordenes de magnitud entre las densidades energéticas de la producción y del uso”¹⁰⁹.

Por lo anterior, deberíamos de pensar que a los costes *stricto sensu* de las instalaciones solar fotovoltaica o eólica, hay que añadir los del desarrollo de las redes de transporte y distribución (que está siendo uno de los

aspectos más relevantes de la transición en el sistema eléctrico)¹¹⁰, así como la incorporación en mayor medida de elementos de electrónica de potencia y de almacenamiento de electricidad.

A este respecto no debemos olvidar la necesaria redundancia de generación rodante síncrona para la seguridad del sistema. De hecho, tras el cero eléctrico de 28 de abril 2025 el sistema eléctrico parece haber estado funcionando con una seguridad reforzada, con mayores márgenes de operación y con mayores costes.

La seguridad, entendida aquí como el mantenimiento de las condiciones técnicas adecuadas de tensión y frecuencia es condición *sine qua non* e imprescindible, cuyo coste hay que considerar e incorporar en los sistemas con elevados porcentajes de energías solar fotovoltaica y eólica.

No abordaremos aquí en detalles estos asuntos, dado el alcance y propósito de este discurso, pero resulta necesario llamar la atención sobre estos puntos teniendo en cuenta que son y serán muy relevantes en la transición energética.

Las consideraciones sobre la electricidad no deberían llevarnos a olvidar que el gas sigue, y seguirá siendo una energía clave y necesaria en la transición energética. Por un lado, por la necesidad del gas para los hornos y procesos industriales difíciles de electrificar¹¹¹; y, por otro, por la necesidad de gas para la generación en ciclos combinados, que son, y previsiblemente seguirán siendo, necesarios para dar firmeza a la incorporación de las energías intermitentes renovables.

En el ámbito doméstico y comercial el desarrollo de la industria gasista en Europa y en España, en particular desde los años sesenta, se ha desarrollado una extensa infraestructura de transporte y distribución de gas y un importante mercado. Ahora los procesos de descarbonización apuntan a la incorporación y el crecimiento de los gases renovables y el hidrogeno, y a una competencia de la electrificación del consumo doméstico (i.e. bombas de calor).

Previsiblemente el gas natural mantendrá un papel relevante en la transición tal y como a nivel global ha señalado alguno de los escenarios que hemos detallado en el apartado IV.1. Lo anterior no significa que los gases renovables no tengan perspectivas de crecimiento, como examinaremos a continuación.

Biogás y biometano

La materia prima para el biogás proviene, fundamentalmente, de los sectores agropecuario, agroindustrial, estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) y de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), por lo que se enmarca también en la economía circular.

Para la obtención de biogás se lleva a cabo un proceso de digestión anaerobia en el que se obtiene mayormente metano, mercaptanos, CO₂ y el digestato. Este biogás se puede utilizar *in situ*, en diferentes aplicaciones, pero existe gran interés en que, a partir del biogás, se obtenga biometano, que se puede inyectar en las redes de gas existentes, con el consiguiente aprovechamiento de infraestructuras, y la sustitución del gas natural de origen fósil por un gas renovable. Existen diferentes etapas para la producción de biometano. Las hojas de ruta, o alternativas de procesos, pueden verse en Antoli García, A. et al. (2021).

En el PNIEC 2023-2030 el objetivo de producción de biogás es de 20 TWh y el potencial, de acuerdo con los estudios encargados por Sedigas (2023), de 163 TWh, notablemente superior al estimado en el año 2018 por el IDAE, entre otras razones por incluir como materias primas: cultivos intermedios, biomasa forestal y biogás de vertedero. De hecho, a finales de 2023 había 250 plantas de biogás con una producción de 8.100 GWh/año (DNV, 2024 y EBA, 2021), pero solo dos de biometano, que ascendieron a nueve a finales de 2023¹¹².

Dado el énfasis en las renovables, el biogás presenta una gran posibilidad para sustituir en parte al gas natural, mediante su conversión a biometano y la utilización de las infraestructuras de distribución existentes.

En el biogás debe considerarse la relación con otros sectores, como el agrícola o ganadero, que se enmarcan en la economía circular, pero que presentan su casuística y sus retos. La producción de biogás al estar distribuida por el territorio, al igual que la generación eólica y fotovoltaica supone un número elevado de casos y proyectos, con las implicaciones correspondientes, entre otras, de permisos y autorizaciones.

Por otra parte, las materias primas deben encontrarse en un entorno de 30 a 50 km y para una biodigestión eficiente es necesario controlar el porcentaje de materia seca, la relación C/N, el pH, la temperatura y

el factor de carga orgánica. Los tiempos de desarrollo de un proyecto se pueden situar en 42 meses contando con 16 para la tramitación del permiso ambiental por las administraciones¹¹³.

Otra cuestión es el coste. Al respecto puede decirse que es función del tamaño de la planta y, su viabilidad tiene que verse en competencia con los precios del gas natural, y dada la volatilidad de este, y la diversidad de costes del biometano (según el tipo de materia primas y sus diferentes contenidos energéticos); en ocasiones las comparaciones no son inequívocas.

Según Melcón, A. (2025) para una planta de 200.000 toneladas al año de residuos, la inversión sería de 20-30 millones de euros sin compost y de 25-35 con compost; con unos ingresos por ventas de 80-110 millones de euros, siendo el resultado económico sensible a la inversión, al precio de los residuos, a los costes operativos, en particular el mantenimiento, al precio del gas y al valor de la energía producida.

IEA (2020) señalaba que, con la excepción de algún gas de vertedero, la mayoría del biometano evaluado en el informe es más caro en comparación con los precios predominantes en diferentes regiones, siendo el coste de producción de biometano alrededor de 19 US\$/MMBtu. Con todo se podría producir 10 veces más biometano que en la actualidad con los precios existentes de gas natural. También indica que la situación puede mejorar en la medida que se valore la reducción de emisiones al sustituir gas natural por biometano, y añade que el biogás está siendo “conformado” por la disponibilidad de las materias primas y el impulso que pueda facilitar la regulación.

Combustibles bajos en carbono y biocombustibles

A modo de introducción debemos decir que la disminución de GEI aplica a todos los sectores económicos, además del transporte por carretera, con normativas desde hace años para la incorporación de biocombustibles y los programas euro, (desde el Euro 1-I, en 1993, al Euro 7-VII aprobado este último en 2024), que han ido reduciendo los límites de emisión de GEI, contaminantes y partículas.

El objetivo es, en el transporte, una reducción del 14,5 % de GEI con biocombustibles sostenibles, combustibles renovables de origen biológico (RFNBO por sus siglas en inglés), entre los que se encuentra el hidrógeno, que veremos más adelante; y la electricidad.

En aviación el objetivo para el año 2030 es un mínimo de un 6 % de combustibles sostenibles (SAF por sus siglas en inglés), de los cuales un 2 % de combustibles sintéticos. A nivel global, se estima que para el logro de emisiones netas cero en el año 2050; los SAF podrían contribuir en un 65 %, un 13 % provendría de nuevas tecnologías, electricidad e hidrógeno, un 3 % de eficiencias operativas y mejoras en las infraestructuras y un 18 % correspondería a programas de compensación de emisiones¹¹⁴.

En el transporte marítimo, la Comisión Europea ha fijado objetivos en el Reglamento (EU) 2023/1805¹¹⁵ de reducción de intensidad de emisión de GEI respecto a la energía utilizada en el buque, referencia 19,16 gCO₂/MJ, con un alcance desde el origen hasta el destino final, del 2 % en el año 2025, un 6 % en el 2030 y un 80 % en 2050.

Para la reducción de intensidad de emisiones se consideran las energías renovables y los combustibles bajos en carbono¹¹⁶. La meta es una reducción de la huella de carbono del 6 % respecto al año 2020; con un objetivo del 2 % en el año 2035 de RFNBO, metano y metanol¹¹⁷.

Para la reducción de emisiones las rutas tecnológicas y de materias primas son diferentes y siguiendo a Concawe (2021) puede considerarse un primer bloque en el que estarían los combustibles líquidos bajos en carbono.

En este primer bloque se encuentran cuatro grandes “familias”: a) biocombustibles de cultivos alimentarios con un tope fijado en la RED II, b) aceites vegetales vírgenes hidrotratados (HVO por sus siglas en inglés), producidos bien a partir de aceites vegetales sostenibles o a partir de residuos (i.e. aceites de cocina usados) hidrotratados, c) combustibles líquidos a partir de la biomasa, (transformación mediante pirólisis de biomasa lignocelulósica y residuos) y d) *e-fuels* también referidos como *Power-to-X* o producción de combustibles a partir de electricidad, que veremos más adelante, y donde, entre otros, se encuentra el hidrógeno, el e-metano, el e-metanol y, a partir de este último, la conversión a gasolinas o queroseno¹¹⁸.

Concawe (2021) considera como un segundo bloque para la reducción de emisiones, en el ciclo del “pozo a la rueda”, el hidrógeno limpio y la captura y el almacenamiento de CO₂.

Las tecnologías, según Concawe (2021) en los biocombustibles de cultivos alimentarios, serían la transesterificación, fermentación e hidrogenación e hidrotratamiento con madurez tecnológica TRL 9. En los biocombustibles avanzados no basados en cultivos alimentarios existe una variedad de orígenes y rutas tecnológicas. El citado estudio cita la hidrogenación de aceite virgen para producir HVO y a partir de biomasa lignocelulósica, (i.e. madera y residuos de la silvicultura, residuos de la industria maderera, residuos agrícolas y cultivos energéticos), las tecnologías serían la conversión termoquímica (BTL- gasificación y síntesis de Fischer-Tropsch), la pirólisis, o la licuefacción hidrotérmica (HTL) con grados de madurez tecnológica de 4 a 8.

La forma de enfocar la producción de biocombustibles difiere según los informes o los autores. Así Prieto Velasco, C.A. et al. (2020), al referirse a los biocombustibles avanzados distinguen básicamente¹¹⁹ dos orígenes: la biomasa y los residuos; y los aceites usados y las grasas. Como tecnologías consideran las del etanol celulósico, la gasificación, Fischer-Tropsch, la pirólisis, la licuefacción, el hidrotratamiento de aceites y grasas residuales y la transesterificación de aceites y grasas residuales¹²⁰.

Esta relación de materias primas y de tecnologías, es de interés en el contexto de la descarbonización y la transición energética, ya que, por un lado, pone de relieve la diversidad de rutas tecnológicas, lo que tiene claras implicaciones sobre las transformaciones industriales; en este caso de las refinerías, como veremos en el capítulo siguiente.

Por otra parte, y muy relacionado con las transiciones, están los costes de los nuevos productos, o de productos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías; lo que nos da una idea de la posible velocidad de la transición, en la que debemos tener en cuenta las obligaciones y los objetivos vinculantes. En este sentido Prieto Velasco, C. A. et al. (2020) señalan que el precio medio de los combustibles avanzados es superior al de la gasolina y serían competitivos en caso de alcanzarse un precio de 100-125 US\$/barril de crudo de petróleo.

El asunto de los costes es de vital importancia para evaluar el grado de penetración en los mercados. Los biocombustibles tienen costes mayores

que los de los combustibles fósiles. Así, si el nivel de estos últimos puede situarse en unos 5 ct/kWh; y tanto el del bioetanol, como el biodiesel ¹²¹ se encuentran entre los 5 y los 12 ct/kWh¹²².

Los biocombustibles supusieron cerca del 6 % de los combustibles en el transporte en la UE en el año 2021 de los que el gasóleo representa cerca de tres cuartas partes¹²³. Los escenarios apuntan a un crecimiento de estos¹²⁴ impulsados en Europa por la última directiva de renovables, la denominada RED III, la ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime.

Su penetración se prevé en los segmentos de transporte por carretera, ligero y pesado, y a futuro en la aviación y el transporte marítimo, segmentos, estos dos últimos, en los que se espera también una penetración apreciable de combustibles sintéticos (*e-fuels*).

La industria está tomando decisiones de inversión para la fabricación de biocombustibles avanzados. Alvarez Pelegrí, E. (2025b) señala que “En 2022, Repsol anunció el inicio de la construcción de la planta de biocombustibles avanzados de Cartagena, con una capacidad anual de 250.000 toneladas, que ya está operativa. En 2024, Cepsa/Moeve comenzó la construcción de una planta de biocombustibles de segunda generación con una capacidad de producción de 500.000 toneladas, habiendo iniciado en 2022 la producción en otras instalaciones”¹²⁵.

Hidrógeno

Ya hemos citado, en el capítulo III, la comunicación de la Comisión Europea sobre la estrategia del hidrógeno, del año 2020. En dicho documento se señala que el hidrógeno es un vector energético del futuro para la descarbonización y que “puede sustituir a los combustibles fósiles en algunos procesos industriales intensivos en carbono como el sector del acero o químico”¹²⁶, además se indica que el hidrógeno puede ofrecer soluciones en aquellos segmentos del transporte en los que es difícil reducir las emisiones.

En el mismo documento se reconoce que el hidrógeno renovable o verde no es aún rentable en comparación con el hidrógeno a partir de combustibles fósiles. En la hoja de ruta se identifica una primera fase con el objetivo estratégico de instalar al menos 6 GW de electrolizadores en 2020-2024 y, en una segunda 2025-2030, al menos 40 GW. En la misma

línea de que el hidrógeno forme parte de la transición energética con un peso e importancia creciente, el PNIEC 2023-2030 señala el objetivo de 12 GW de electrolizadores en el año 2030.

El hidrogeno es parte de la solución y en algunas industrias, como la siderurgia, la descarbonización apunta a su necesidad para una descarbonización profunda, como tendremos ocasión de ver en el capítulo de transformaciones industriales.

Según la IEA (2024c), el hidrógeno de bajas emisiones es, a corto plazo, más caro que el hidrógeno “gris” (producido mediante el reformado de gas natural) y entre 1,5 y 6 veces de mayor coste cuando hay captura de CO₂. En la actualidad, el coste del hidrógeno “gris” se sitúa en el amplio rango de 0,8 a 5,7 US\$/kgH₂. El hidrogeno renovable se situaba según el origen de la generación renovable, en el año 2023 entre 4 y 12 US\$/kgH₂ para la energía eólica en tierra y la fotovoltaica y de 5 a 12 para la marina¹²⁷. Existe a nivel mundial un amplio rango de precios. En el hidrógeno producido por reformado de gas natural las variaciones del precio del gas y la volatilidad de estos contribuyen a que haya dispersión de los costes de producción¹²⁸.

Por otra parte, se encuentran diferentes estimaciones de los costes de inversión (electrolizadores y del resto de la planta de producción). Se espera que de los costes actuales 2.000-2.450 US\$/kW, se llegue en 2030 a unos valores de 1.250-1.400 y a valores cercanos a 1.000 US\$/kW en el escenario de emisiones netas cero. Sin embargo, el coste de los electrolizadores y del resto de los equipos necesarios, se han incrementado en los últimos años debido al aumento de los salarios y de los materiales.

Otro aspecto relevante es el número de horas de operación de los electrolizadores, disminuyendo el coste a medida que se incrementan las horas de operación; lo que no es beneficioso para las energías intermitentes y de bajas horas de operación. De ahí que se empiece a incluir como un parámetro a considerar, la relación de capacidad entre las renovables y los electrolizadores (el *oversizing factor*), que dependiendo del área geográfica va desde uno a diez en Europa y de uno a cerca de cuatro en Australia.

Es conocido el esfuerzo de la UE por salvar la brecha entre los costes actuales de producción de hidrógeno gris y el renovable. En esta línea una iniciativa es el Banco Europeo del Hidrogeno, que puede verse

brevemente descrito en el informe Draghi. La situación actual lleva a que las sustanciales diferencias, incluso con ayudas o subvenciones, apunte al desarrollo de proyectos de tamaño no muy grande dado que la rentabilidad de proyectos con elevados volúmenes de producción, en la actualidad no parecen económicamente viables.

De ahí que una parte sustancial de proyectos, al menos en España se concentre en aquellos con fases de maduración tecnológica relativamente baja (TRL¹²⁹ bajos) y de volúmenes de producción relativamente reducidos, si bien hay proyectos emblemáticos que son la base para ir creando una demanda de hidrógeno, por lo que también aboga la IEA; y que, en España, en parte se tratan de aglutinar en torno a los denominados valles de hidrógeno. Otro enfoque para el desarrollo del hidrógeno es la sustitución parcial de volúmenes de hidrógeno gris, por hidrógeno producido por electrolisis.

La situación de España no es ajena a lo que ocurre en países de nuestro entorno. Un país emblemático en la transición energética es Alemania con el *Energiewende*. La ambición y los planes para que el hidrógeno sea un vector energético relevante en el futuro, no encuentran un camino fácil¹³⁰.

Por otra parte, no conviene olvidar que los requerimientos de las normas comunitarias para la producción de hidrogeno dificultan su desarrollo. Por ejemplo, en cuanto a criterios de adicionalidad y de correlación geográfica y temporal de la generación eléctrica renovable para la producción de hidrógeno¹³¹. Si bien estos requisitos están sujetos a revisión, ya que, a tenor de lo indicado en Pacto por una Industria Limpia, al que nos referiremos en el apartado VI.2, se adoptará un acto delegado sobre el hidrógeno bajo en carbono para clarificar las reglas de producción de una manera pragmática y dar certidumbre a los inversores¹³².

E-fuels (electrocombustibles o combustibles sintéticos)

Bajo la denominación de electrocombustibles se agrupan los producidos a partir de hidrogeno renovable y CO₂, capturado de una fuente donde se encuentre relativamente concentrado, o mediante captura directa del aire. El hidrogeno es la fuente primaria de los electrocombustibles (por lo que pueden ser empleados como portadores de hidrógeno), si bien también puede utilizarse como producto final.

A partir de la combinación de hidrógeno y CO_2 con temperaturas de hasta 400 °C y presiones de 30 bar en presencia de níquel y rutenio se produce metano y agua. Se trata de la reacción de Sabatier o del proceso de metanación para obtener metano sintético.

También se puede obtener metanol sintético mediante un proceso, en una o dos etapas, utilizando gas de síntesis. La síntesis directa requiere una mezcla de CO_2 e hidrógeno¹³³.

A partir del metanol se puede producir gasolina (MTG)¹³⁴, tecnología que fue primero desarrollada por Mobil en los años ochenta. También se puede utilizar para producir MTGD; (*methanol to gasoline and diesel-middle distillates*- por sus siglas en inglés)¹³⁵.

Entre los e-fuels, también se encuentra el amoníaco sintético, producido mediante el proceso Haber-Bosch, que no necesita como materia prima CO_2 y que requiere altas presiones (100-400 atm) y elevadas temperaturas (400-450 °C). El informe de Concawe (2024) recoge también otros combustibles sintéticos obtenidos mediante el proceso Fischer-Tropsch (FT).

En cuanto a necesidades de energía para la producción de los combustibles sintéticos y la eficiencia o el rendimiento definido como la cantidad de energía contenida en el combustible en relación con la necesaria para la producción de estos, la de hidrógeno tiene un rendimiento del 75 %, y disminuye a medida que va pasando de la producción de metano sintético, al metanol, a las gasolinas y querosenos a partir del metanol; y a los combustibles sintéticos por el método FT. Todos los combustibles¹³⁶ logran reducciones de GEI superiores al 92 %. En cuanto a los costes, todos son superiores a los de los combustibles fósiles y van incrementándose, a medida que disminuye la eficiencia anteriormente citada¹³⁷.

Se considera que el coste, que está relacionado con el de la captura del CO_2 , disminuirá a futuro, pero, incluso así, podría ser de una a tres veces superior al de los combustibles fósiles, en el horizonte del 2050¹³⁸.

Las sensibilidades económicas a diferentes parámetros revelan que el coste de electricidad para la producción de H_2 y la tasa de descuento tienen los mayores impactos sobre los costes de los combustibles sintéticos¹³⁹.

Concawe (2019a) indica como costes actuales para los combustibles sintéticos los de 7 euros por litro que se espera disminuyan por las economías de escala, el aprendizaje y la reducción de costes de la generación renovable, por lo que se estima que el precio podría situarse en unos 3 euros por litro en 2050.

El citado informe detalla las ventajas y desventajas de los e-fuels. Como facilitadores clave para su desarrollo, además de la regulación necesaria, menciona los desarrollos tecnológicos, las economías de escala, y el disponer de un gran número de horas de operación de las energías renovables; así como que estas sean asequibles. Identifica oportunidades y sinergias, entre otras, en los clústeres industriales con instalaciones con emisiones de CO₂ concentrado y apunta a que los modelos de negocio pueden estar basados en regiones con instalaciones renovables de gran potencia y bajo coste.¹⁴⁰

Esto no debería de extrañar ya que, en las hojas de ruta, por ejemplo, en el transporte marítimo se plantea primero la utilización de biocombustibles de segunda generación, posteriormente los combustibles azules (con CCS) y luego los combustibles sintéticos verdes, en particular amoniaco, que se esperan a finales de la década de 2030 y a comienzos de la de 2040 de acuerdo con Wärtsilä (2024).

Reflexiones sobre este apartado, y un apunte sobre el papel de la ingeniería

Las energías convencionales como la electricidad tienen importantes retos en sus sistemas de potencia, para salvaguardar la seguridad, mejorar la integración de la generación eólica y solar fotovoltaica, y diseñar y operar un mix de generación con integración de energías de base y de refuerzo para que el sistema sea más robusto. No menos importante es el reto de la asequibilidad y de la competitividad; aspecto este clave como se reflejará en el apartado V.6.

El gas seguirá desempeñando su papel, particularmente en las industrias y procesos difíciles de electrificar y donde haya una rivalidad y competencia con otras energías, en términos de precios, inversiones y conveniencia para los consumidores.

El biogás y el biometano, energías ya existentes, previsiblemente tendrán un notable crecimiento ya que, en parte, serán sustitutivas del gas natural. Las diferencias en costes, probablemente, se mitigarán por su contribución a la economía circular y por su papel en el sector primario de la economía.

Los biocombustibles, en particular los avanzados, vivirán un claro crecimiento y probablemente serán una energía parcialmente sustitutiva de los derivados del petróleo en el transporte, en particular si la regulación, a la luz de los cambios industriales y del grado de penetración de los vehículos eléctricos, permite que la diversidad de tecnologías disponibles para el consumidor tenga un papel predominante.

El hidrogeno tiene un importante apoyo político y en parte regulatorio, pero la amplitud y el gradiente de crecimiento dependerá, en gran medida, de la evolución de los costes de producción y de los de la cadena de suministro. Por su parte, los combustibles sintéticos, que pueden aprovechar las infraestructuras existentes, dependen, en gran medida, del hidrogeno y de la evolución de la captura del CO₂ y, por tanto, su desarrollo está, en parte, ligado a estos. Con todo, previsiblemente habrá nichos de mercado con crecimiento potencial.

En todo lo anterior será clave la atracción de las inversiones necesarias y los costes de las energías y de las infraestructuras en una transición, que cuenta con el apoyo general de la regulación; y con objetivos globales y sectoriales de descarbonización.

El grado de penetración y los horizontes temporales de logros de objetivos no serán, en la práctica necesariamente los mismos para todas las energías o tecnologías, dependiendo entre otros factores, de la localización geográfica y de la evolución de costes y de precios.

Tras el recorrido anterior es evidente la necesidad de un amplio conjunto de técnicas; desde los sistemas eléctricos de potencia, al desarrollo de nuevas tecnologías, la implementación de soluciones de almacenamiento o de la seguridad del sistema eléctrico, los retos del gas natural, aquellos relacionados con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los proyectos e instalaciones de biogás y de producción de metano, de hidrógeno o las necesidades en los combustibles de nueva generación así como para poner en marcha instalaciones de combustibles sintéticos.

Para llevar todo esto a cabo, además de las necesidades de inversión y la viabilidad económica de los proyectos es necesaria la ingeniería¹⁴¹.

Ingeniería que en bastantes ocasiones no “afloja” por el uso sistemático y extensivo de la expresión “tecnología”. La ingeniería cubre las etapas que van desde la concepción, la planificación, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de equipos e instalaciones, así como las etapas de fin de vida de estas.

Consustancial con la ingeniería es la planificación y la implementación o ejecución de proyectos; en los que se puede distinguir el desarrollo de una ingeniería básica, de la de detalle, que especifica y concreta los aspectos necesarios para su ejecución. Por ello, tanto en las energías emergentes, como en las más consolidadas, la ingeniería tiene un papel que jugar.

Por otra parte, ante la necesidad de tener una visión holística o integradora de la transición es oportuno indicar que una motivación de la ingeniería es la resolución de problemas y que un rasgo distintivo es “el uso intensivo de la síntesis por el entrelazamiento operativo de diferentes partes que pueden ser de naturaleza muy diversa, empleando conocimientos de disciplinas complementarias”¹⁴².

Álvarez Pelegrí. E. (2025b) ha señalado que “como consecuencia de los retos técnicos que presentan tecnologías nuevas, como las del hidrógeno o los combustibles sintéticos; los plazos de desarrollo se han acortado y el enfoque de la ingeniería ya no pasa tanto, en esos casos; por las rutas habituales, sino por un enfoque novedoso en el que las relaciones de la propiedad con las empresas de ingeniería y los suministradores de componentes, equipos o servicios, no son las tradicionales; al no ser los procesos totalmente conocidos, ni estar los equipos o componentes consolidados y siendo las empresas suministradoras, en algunos casos *start ups*”.

Lo anterior tiene que ver con el desarrollo de proyectos con niveles de madurez tecnológica (TRL)¹⁴³ bajos o muy bajos, y es quizás en este tipo de trabajos donde es más evidente el papel de la ingeniería en las etapas de concepto, diseño, desarrollo, implementación y operación (CDIO por sus siglas en inglés)¹⁴⁴.

Pero ello, no debe hacernos olvidar la actividad ingenieril en las implementaciones incrementales que, en los casos que hemos visto en este apartado, también serán muy necesarias y que, en no pocas ocasiones,

proviene de la incorporación o transferencia de conocimientos. Cabe también indicar la contribución de la ingeniería a un funcionamiento eficaz y a una operación segura de equipos e instalaciones.

V.6 La necesidad de un objetivo conjunto y acompasado: descarbonización y competitividad

El informe Draghi aborda tres retos fundamentales para Europa: a) cerrar la brecha de la innovación con China y EE. UU., b) establecer un plan conjunto de descarbonización y competitividad, y c) incrementar la seguridad reduciendo dependencias; lo cual está muy relacionado con las materias primas minerales que se han tratado en el apartado V.3; así como con la industria que veremos en el capítulo siguiente.

Un pilar esencial, para el informe, es la innovación, como la gran palanca para el crecimiento económico y la productividad; por los que se aboga para mitigar la brecha con EE. UU. y China.

En cuanto a la descarbonización y competitividad, los aspectos que se consideran más relevantes en cuanto a energía e industria se presentan a continuación¹⁴⁵. Conviene señalar que los diagnósticos y propuestas del informe están teniendo una gran repercusión, lo que ha llevado a la Comisión Europea a la publicación de tres comunicaciones, que ya hemos citado en el apartado III.2.¹⁴⁶ y que analizaremos, en este apartado y en el capítulo siguiente.

El informe refleja también una gran preocupación por los precios y costes de la energía, que parece enfocar desde el punto de vista de las ventajas comparativas¹⁴⁷. Por la naturaleza del informe, Europa se compara, en general, con EE. UU. y China, no obstante, hay que indicar que la competencia en ciertos sectores industriales tiene lugar entre empresas comunitarias.

Para Draghi, un elemento clave para la competitividad es disponer de precios de gas y electricidad reducidos. El informe señala que los costes de la energía y las necesidades de descarbonización han tenido un fuerte impacto en las empresas intensivas en energía (EII por sus siglas en inglés). Se reconoce que las industrias europeas intensivas en energía son vitales para la economía europea, tienen una tradición de calidad e innovación y cuentan con grandes empresas, aunque difieren según

los sectores. Asimismo, las EII representan una cuota relevante para la economía, en términos de producción y de empleo, si bien la producción de estas industrias ha disminuido desde 2021.

Los costes de la energía, los precios de los derechos de emisión de CO₂ y la descarbonización tienen un gran impacto en la industria en un contexto global desigual, con una regulación compleja y con asimetrías regulatorias. Además, los objetivos de descarbonización en Europa, más ambiciosos que los de sus competidores, generan costes adicionales a corto plazo para la industria europea, y el informe aboga por la necesidad de compaginar descarbonización y competitividad.

Ante el informe Draghi, como ya hemos indicado, la Comisión ha respondido, en febrero de 2025 entre otros, con la Comunicación sobre el plan de acción para una energía asequible¹⁴⁸. En la misma se abordan tres componentes del precio de la electricidad: a) las tarifas de acceso; sobre las que se reconoce que el coste de funcionamiento del sistema eléctrico se está incrementando; y entre otras medidas, propone el diseño de metodologías de fijación de tarifas, b) los impuestos y gravámenes, donde señala que, con ocasión de las crisis, la reducción de la fiscalidad ha sido muy eficaz para reducir la factura energética y c) el coste de suministro, respecto al cual plantea acelerar la penetración de renovables, facilitar y acelerar los procesos de autorización, desvinculando los precios de la electricidad de los del gas (y de su volatilidad) y facilitar el cambio de suministrador.

El mercado interior de la electricidad, como hemos señalado en este discurso (IV.3), en su momento era parte de la respuesta para la obtención de precios bajos y/o competitivos. Ahora se pone el énfasis en medidas estructurales a largo plazo para conseguir una energía más limpia y barata y, lograr una auténtica Unión de la Energía con más integración y más interconexiones.

Respecto a los precios del gas, conviene señalar que los mercados son cada vez más globales e interrelacionados, como puede verse en el análisis realizado al respecto con ocasión del examen del informe Draghi en la RADE¹⁴⁹.

En el informe se aboga por salvar a la industria europea, y se defiende la necesidad de la industria en Europa; la disminución de los precios de la energía y el liderazgo en las tecnologías limpias incrementando, al mismo

tiempo, la seguridad. No obstante, en este ámbito, se reconoce que no está garantizado que la demanda de esas tecnologías sea cubierta por Europa, dada la capacidad y el tamaño de la industria china. Dada la importancia de la industria, tanto la existente como de tecnologías limpias, trataremos estos temas en el capítulo siguiente.

El informe también pone de manifiesto la necesidad de abordar ingentes inversiones para los procesos de descarbonización y para el desarrollo de tecnologías de futuro, inversiones que no son viables sin la participación privada y solo con apoyo público.

Está claro que la descarbonización de la industria requiere fuertes inversiones que probablemente sin subvenciones o financiación *ad hoc* no serán realizables. De ahí que, de seguir con los objetivos y plazos en Europa, se corre el riesgo de deslocalización, ya que como se señala en el informe; no es evidente la eficacia del CBAM¹⁵⁰ (que, además, está en proceso de revisión).

En el marco de la descarbonización en Europa y en un contexto internacional “asimétrico”, el informe Draghi nos invita a reflexionar sobre el ritmo de los proyectos y el acompañamiento de los objetivos manteniendo los procesos de descarbonización, teniendo en cuenta la madurez y el coste de las tecnologías y la competencia de otras regiones. Sin embargo, medidas como mitigar el peso del precio de los derechos de emisión o ajustar el calendario de la descarbonización de la industria para acompañarlo a unos menores costes, en el futuro, de las tecnologías de descarbonización en las diferentes industrias, salvo error por mi parte, no figuran en las diferentes comunicaciones de la Comisión Europea.

Así pues, descarbonización y competitividad, defensa de la industria en Europa ante el reto de la descarbonización y las amenazas de deslocalización y desarrollo de la industria europea de tecnologías limpias son elementos clave.

VI. De las transiciones energéticas a las transformaciones industriales

VI.1 A modo de introducción

En el capítulo IV pudimos apreciar como las transiciones energéticas en el pasado modificaban la estructura energética, y también implicaban cambios industriales. Al analizar los escenarios del futuro resultaban evidentes los cambios en las estructuras de energía primaria y, por tanto, las implicaciones que estas tienen sobre las industrias que las acompañan.

En el capítulo V al analizar la descarbonización como transición energética, pudo advertirse que la seguridad de suministro significaba nuevas necesidades de almacenamiento, de electrónica de potencia y nuevas tecnologías para asegurar la fiabilidad del sistema y, por tanto, nuevos requerimientos para la ingeniería y la industria. También resultó clara la nueva demanda de materias primas minerales y la necesidad de revitalizar una industria ligada a la minería y la metalurgia.

No menos importantes son las consecuencias de las energías o de vectores energéticos, para la transición: algunos ya existentes y con potencial de fuerte crecimiento futuro como los biocombustibles, el biogás y el biometano; y otros sobre los que hay grandes esperanzas como el hidrógeno y los combustibles sintéticos. Esto implica la necesidad de instalaciones para producirlos, y la reformulación y transformación de las instalaciones existentes, como las refinerías.

En el mismo capítulo V, al analizar los cambios en España en los últimos cincuenta años vimos sustanciales variaciones en las energías, primaria y final; y al examinar la potencia instalada en generación pudimos apreciar la práctica desaparición de las centrales de fuel (en la península) y la fortísima caída en la potencia instalada en centrales de carbón.; así como el fuerte crecimiento de las centrales de gas de ciclo combinado y de las energías eólica y solar.

Estos cambios estructurales han impulsado nuevas inversiones, y necesidades de ingeniería y de servicios de operación y mantenimiento; en la industria de bienes de equipo y de servicios. A modo de ejemplo, una central de carbón necesitaba instalaciones de almacenamiento, y

del transporte, preparación y molido del carbón para incorporarlo en las calderas. Sin embargo, estos equipos ya no son demandados en España y casi con seguridad en gran parte de Europa, aunque sí lo serán durante años en India o China.

Por su parte, las centrales de ciclo combinado supusieron cambios para la industria. Si bien aquí una menor complejidad de las instalaciones respecto a las de carbón, y el modelo de contratación EPC¹⁵¹, que significó “descansar”, en gran medida, en los suministradores principales de los equipos de las turbinas de gas, y calderas de recuperación de calor; de las turbinas de vapor, y de los generadores eléctricos; probablemente no potenció la industria nacional.

No cabe duda de que los cambios estructurales suponen variaciones fundamentales en los procesos de inversión, inversión que debe diferenciarse de las fases de operación y mantenimiento. Esta observación me parece pertinente al analizar la industria relacionada con la generación eólica y solar, ya que como veremos la intensidad de desarrollo y tipos de industria son muy diferentes en las fases de construcción y de operación.

Así pues, parecen claras las implicaciones de la transición energética y los cambios en la estructura energética sobre la industria. El tema es amplísimo, piénsese en los cambios en la industria del automóvil consecuencia de la penetración del vehículo eléctrico, cuestión que dada la línea de este discurso no abordaremos aquí.

Lo que sí pretendemos examinar es, por una parte, los cambios en las industrias existentes eligiendo en este caso tres que nos parecen muy relevantes e ilustrativas; a saber: a) la industria del refino por las implicaciones de los cambios que hemos tratado en el capítulo anterior, b) las de la siderurgia (el hierro y el acero) donde el hidrogeno y la energía eléctrica barata pueden tener un papel fundamental, y c) el cemento ya que una descarbonización profunda requerirá, en gran medida, la captura y el uso o almacenamiento de CO₂.

Por otra parte, examinaremos las industrias relacionadas con las tecnologías limpias, centrando la atención en la eólica y la solar fotovoltaica.

Por estar muy relacionado con las industrias existentes y las nuevas, deberíamos de examinar las políticas industriales que, en mi opinión, son

muy relevantes en ambos casos. Asimismo y para justificar el título de este capítulo haremos algunas consideraciones sobre transformaciones y revoluciones industriales.

Transformaciones y revoluciones industriales

En ocasiones se considera que la transición o las transiciones energéticas suponen o supondrán revoluciones industriales. Las dos referencias que siguen, de reconocidos historiadores, permiten aportar ideas al respecto.

Para Landes, D. S. (1979) “El término revolución industrial (en minúsculas) suele referirse al complejo de innovaciones tecnológicas que, al sustituir la habilidad humana por maquinaria, y la fuerza humana y animal por energía mecánica, provoca el paso desde la producción artesana a la fabril, dando así lugar a la economía moderna ...”.

“El significado del término es a veces otro. Se utiliza para referirse a cualquier proceso de cambio tecnológico rápido e importante, y así los historiadores han hablado de una “revolución industrial del siglo XIII”, una “primera revolución industrial”, una “segunda revolución industrial” y una “revolución industrial en la economía algodonera del sur”. En este sentido podríamos llegar a considerar tantas “revoluciones” como secuencias de innovación industrial históricamente determinadas se hayan dado ya o vayan a producirse en el futuro”¹⁵².

Stearns, P.N. (2021) señala que, la esencia de la revolución industrial consistió en la aplicación de nuevas fuentes de energía a los procesos de producción, logradas con la trasmisión de los equipos necesarios para aplicar esa energía a la fabricación. Más adelante añade, que los dos aspectos centrales de industrialización, revoluciones en la tecnología y en la organización del trabajo, tuvieron un resultado claro: un gran aumento de la producción total de bienes y servicios y en el producto por trabajador. También añade que las revoluciones industriales llevan su tiempo, involucran a diferentes partes de la fuerza laboral con intensidades de cambio diferentes y producen algunos cambios o desplazamientos fundamentales que se constituyen o construyen a partir de la introducción creciente de nuevas tecnologías y formas de organización y, en algunos casos, esa introducción es idiosincrática¹⁵³.

Teniendo en cuenta lo anterior, en mi opinión, asistiremos más que a revoluciones industriales consecuencia de la transición o de las transiciones¹⁵⁴, a transformaciones industriales. Por ello utilizamos la expresión de transformación como acción y efecto de transformar, en las acepciones de alteración, modificación, cambio o renovación, evolución, reajuste o reforma.

VI.2 Sobre políticas industriales

Como se ha indicado, la transición energética implica transformaciones industriales; por lo que resulta clave establecer políticas y acciones en el ámbito industrial que acompañen a la descarbonización.

En el ámbito comunitario suele citarse como fecha de reinicio de la estrategia industrial el año 2021; en la que la Comisión a petición del Consejo actualizó la nueva estrategia industrial¹⁵⁵, que también hay que enmarcar en la situación del COVID 19. La citada comunicación conformaba, con otras cuatro, una estrategia industrial y otra específica para la industria del acero¹⁵⁶.

El enfoque de esta nueva política industrial descansa en dos ejes: los ecosistemas industriales, a los que el documento SWD (2021b) 353 dedica interesantes análisis, entre los que se encuentran las industrias intensivas en energía, y las energías limpias. Y al respecto se señala que “Como solución ágil, innovadora y emprendedora para la gobernanza de estos se opta por las “alianzas industriales”, partenariado que aglutina a la totalidad de actores involucrados en las cadenas de valor”¹⁵⁷.

En el avance de las políticas industriales según el marco de la UE pasamos por el “Net- Zero Industry Act”¹⁵⁸ (NZIA), que veremos más adelante; para llegar al Pacto por una Industria Limpia (“Clean Industrial Deal”)¹⁵⁹. Este documento parte del objetivo de la neutralidad climática en 2050, focalizándolo en dos sectores interrelacionados: las industrias intensivas en energía y el sector de las tecnologías limpias.

Mantiene la línea de los ecosistemas industriales para lo que indica que es esencial moverse desde las situaciones de “silo” y mirar a toda la cadena de valor; para lo que hay que considerar seis factores impulsores (*drivers*);

a saber: a) energía asequible, b) mercados líderes, c) financiación, d) circularidad y acceso a los materiales, e) mercados globales y asociaciones internacionales y f) habilidades.

Lo anterior debe ser complementado por acciones en los instrumentos facilitadores de carácter horizontal, necesarios para una economía competitiva; a saber: a) eliminar procesos burocráticos innecesarios, b) explotar a fondo el tamaño o la escala del mercado único, c) potenciar al máximo la digitalización, d) acelerar el despliegue de la innovación, e) promover trabajos de calidad y e) coordinar mejor las políticas de la UE a nivel nacional.

Finalmente, el documento viene a reconocer la importancia de las políticas sectoriales ya que, en su apartado 8, señala la necesidad de implementar el Pacto por una Industria Limpia en sectores industriales, de tal manera que se establezcan diálogos con las industrias, con especial atención a las PYMES, para desarrollar hojas de ruta para las transiciones sectoriales, y a este respecto identifica las siguientes: a) plan de acción industrial para el sector de la automoción, b) plan de acción para el acero y los metales, c) paquete para la industria química y d) plan de inversiones en transporte sostenible.

Esta estrategia industrial considera, que es importante reforzar la financiación a nivel comunitario y en este sentido señala que el Fondo de Innovación ha sido una herramienta fiable para financiar la descarbonización de las industrias y los proyectos de tecnologías limpias; y añade que la Comisión propondrá un Banco para la Descarbonización Industrial con 100.000 millones de euros basado en los fondos del Fondo de Innovación, y con ingresos adicionales provenientes del mecanismo del sistema europeo de derechos de emisión (ETS por sus siglas en inglés).

El planteamiento del Pacto por una Industria Limpia, parece claro que se enmarca en una nueva política industrial verde, cuyas referencias académicas pueden verse en García Tabuenca, A. et al. (2024)¹⁶⁰, y de alguna manera incide en cambios en las industrias orientadas a la descarbonización y al desarrollo de tecnologías limpias, reconociendo la ineludible necesidad de financiación e identificando algunos sectores como necesarios para una política industrial vertical (i.e. automoción, acero).

La Ley sobre la Industria de Cero Emisiones Netas (NZIA por sus siglas en inglés)¹⁶¹, se enmarca en el pacto industrial verde y trata de lograr que, en Europa, haya una industria de fabricación de un conjunto de equipos y componentes para las industrias de cero emisiones netas, con el objetivo de que para 2030 un 40 % de las necesidades de estas sean cubiertas por la industria europea. Sin duda, un gran reto dada la capacidad de producción y las cuotas de mercado de China. De hecho, China cuenta con 80 % de la capacidad en la cadena de suministro en energía solar y del 60 % en la generación eólica terrestre, y en esta tecnología Europa supone el 15 % y Norteamérica el 10 %¹⁶².

Las industrias consideradas de emisiones netas cero son entre otras¹⁶³: la solar, fotovoltaica y térmica, electrolizadores y pilas de combustible, energía eólica en tierra y marina, biogás y biometano sostenibles, baterías y almacenamiento, captura y almacenamiento de CO₂, bombas de calor, energía geotérmica y tecnologías de red.

La Ley NZIA pretende atraer inversiones y crear condiciones mejores para el acceso a las tecnologías limpias en la UE. Para ello y, de forma similar a como hemos visto en la CRMA, se apoyarán los proyectos estratégicos de emisiones netas cero, se simplificarán los procesos administrativos y se apoyarán los proyectos de inyección de CO₂, en particular tratando de mejorar la disponibilidad de emplazamientos para la inyección y el almacenamiento (se indica el objetivo de inyección de 50 Mt CO₂ en el 2030).

Por otra parte, también se estimulará la innovación mediante el establecimiento de proyectos piloto, tipo *sandboxes*, para probar y desarrollar tecnologías de emisiones netas cero, creando un campo de juego nivelado para la innovación. En cuanto a la formación y las habilidades necesarias para las industrias de cero emisiones netas se establecerán academias *ad hoc* para que impartan la formación y las habilidades necesarias para las industrias citadas.

Para atraer las inversiones, los instrumentos habilitados son la plataforma europea de cero emisiones netas (NZEP por sus siglas en inglés) y el Banco Europeo de Hidrógeno. Igualmente, se facilitará el acceso a los mercados impulsando o reforzando la demanda de renovables mediante la implementación de criterios de resiliencia en los procedimientos de compra.

La NZIA pone de relieve la necesidad de promover ciertos sectores industriales; de ahí que, en el marco de las políticas industriales, que indicaremos más adelante, tengan que ver con políticas verticales.

Por otra parte, a mi entender, lo que hace la NZIA es establecer un marco que trata de facilitar la ejecución de proyectos mediante la simplificación de las autorizaciones y la creación de la figura de los proyectos estratégicos. Promueve los valles de aceleración de actividades de cero emisiones netas (agrupamiento de actividad industrial en centros para fomentar las sinergias industriales), que a mi parecer podrían ser equivalentes a la concepción de clústeres, que tendrían ventajas en las que el sector o las administraciones públicas facilitarían, por ejemplo, las infraestructuras y, asimismo, reconoce que las inversiones han de ser llevadas a cabo, fundamentalmente, por la iniciativa privada.

Al respecto la Comisión estima unas necesidades de inversión en lo relativo a la NZIA de unos 92.000 millones de euros para el periodo 2023 a 2030, lo que podría dar lugar a unos requisitos de financiación públicos de 16.000 a 18.000 millones de euros. Asimismo, considera que el apoyo público puede tomar la forma de garantías, prestamos o inversiones de capital o cuasi capital¹⁶⁴.

Un tema relevante, también relacionado con las industrias existentes y con las tecnologías para la transición energética es que la NZIA al referirse en el preámbulo al CO₂ (recogido en el capítulo III) indica que “Según las estimaciones de la Comisión, la Unión podría tener que capturar hasta 550 millones de toneladas anuales de CO₂ de aquí a 2050 para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas, incluso mediante las absorciones de carbono”¹⁶⁵.

Antes de abordar las industrias existentes y las nuevas y, tal como hemos dicho, considero de interés tratar de identificar lo que se puede entender por políticas industriales. Velasco R. (2014) señala que “...aunque existen tantas variantes como autores, podemos simplificar la cuestión señalando la existencia de dos grupos antagónicos de definiciones que, con distintos matices, engloban a todas ellas.

Por el primero de ellos, la política industrial puede definirse como la concepción global de la intervención pública que tiene el fin de orientar y promover el desarrollo industrial de una nación. De acuerdo con este punto de vista, la política industrial tiene una naturaleza puramente reactiva y

restringida (Chang, 2004)¹⁶⁶ dirigida a corregir las imperfecciones del mercado, los famosos “fallos de mercado”. La intervención pública es así subsidiaria, se produce de manera puntual y tiene carácter horizontal, es decir, se aplica a todo el colectivo empresarial porque los partidarios de esta línea de pensamiento señalan que existen fallos de la intervención pública en la economía”.

Más adelante señala que “desde la cumbre de Lisboa, en el año 2000, hasta fechas cercanas (el libro es de 2014) la Comisión Europea se identificó con la naturaleza horizontal de la política industrial y se alejó progresivamente del enfoque sectorial (Vives, 2013)”.

“El otro grupo de definiciones parte de la necesidad de una política industrial activa y de gran alcance, dirigido a los sectores industriales o a las actividades que fomentan el cambio tecnológico y al conjunto del entorno económico e institucional. Como ejemplo de definición se utiliza paradójicamente, la ofrecida por una institución liberal, la Comisión Estadounidense de Comercio Internacional, para quien la política industrial es una “acción coordinada del Gobierno destinada a orientar los recursos de producción a los productores nacionales de ciertas industrias para ayudarles a ser más competitivos”.

Hay, sin embargo, definiciones más rotundas y quizás más representativas de esta corriente de opinión, como la ofrecida por Cohen y Lorenzi (2000): “La política industrial debe promover sectores que, por razones de independencia nacional, de autonomía tecnológica, de quiebra de la iniciativa privada, de declive de las actividades tradicionales, de equilibrio territorial o político, merecen una intervención”.

En definitiva, parece que nos encontramos que, en la transición energética en Europa, la política industrial es una política que parece pivotar en las industrias necesarias para la transición energética, como hemos reflejado anteriormente; y más vertical, eligiendo una serie de sectores que se quieren promover.

Lo que no parece evidente es si en esa política vertical, las industrias en riesgo por sus procesos de descarbonización son también objeto de política industrial. Si bien en el caso de las industrias de la automoción o del hierro y el acero, son merecedoras de diálogos sectoriales, en el Pacto por una Industria Limpia.

Con todo, la innovación como política horizontal está claro que se sigue manteniendo y sale reforzada en el informe Draghi cuando señala la brecha de innovación y productividad de la UE con los dos grandes bloques EE. UU. y China.

Antes de finalizar este apartado, deberíamos de citar la Ley de Industria y Autonomía Estratégica del gobierno español. Dado su alcance no se eligen sectores específicos ya que, en gran medida, se dejan para una definición posterior con el apoyo de los órganos consultivos que se establece en la misma.

Esta situación suscita una reflexión sobre la relevancia y la urgencia de políticas industriales concretas, bien diseñadas y eficaces, ante la transición energética en España para responder a las transformaciones industriales.

VI.3 Transformaciones en las industrias existentes

Refino

La industria del petróleo quizás sea una de las más afectadas por el objetivo de la neutralidad climática y por los avances y posibilidades de la ingeniería y las tecnologías. Álvarez Pelegrí, E. y Bravo López M. (2018) analizan los desafíos y las respuestas estratégicas de la industria. Como desafíos consideran cuatro factores o aspectos clave a) el cambio climático, b) las preocupaciones sociales y nuevas tendencias del mercado, c) los desarrollos tecnológicos y sus aplicaciones; y d) la regulación.

Las respuestas las agrupan en dos grandes bloques: a) la lucha contra el cambio climático y la reducción el impacto medioambiental y b) los mercados de productos de energía y la competencia. En el primer grupo está incluida la transición energética hacia una economía baja en carbono y los cambios en las preferencias del consumidor. En el segundo bloque se encuentra una mayor competencia de productos energéticos, alternativos a los tradicionales¹⁶⁷.

El estudio examina la industria del petróleo desde el ámbito global, teniendo en cuenta la cadena de valor, desde las actividades de exploración y producción hasta el marketing, incluyendo la etapa del refino. Asimismo, analiza las diferentes tecnologías que inciden sobre la

industria como la digitalización, los nuevos catalizadores, o los procesos para nuevos productos. Examina también los diferentes tipos de agentes y los modelos de negocio; y en el refino las implicaciones de la regulación.

Es en este contexto de los desafíos y las respuestas de la industria del petróleo, y en particular la del refino, en la que abordaremos, aunque sea sucintamente, las transformaciones. Además, hemos de recordar lo señalado en el capítulo anterior cuando nos referimos a la hidrogeno, los biocombustibles o los combustibles sintéticos.

En IEA (2023b), la Agencia Internacional de la Energía, analiza la evolución y la transformación de las industrias del petróleo y del gas en el camino hacia las emisiones netas cero y cuantifica las inversiones de esas industrias en tecnologías limpias. El porcentaje de inversiones en solar y fotovoltaica respecto a las inversiones totales es muy bajo, pero porcentualmente es más importante cuando se trata del hidrógeno, de la CCS y de la bioenergía¹⁶⁸.

Vogt, E.T.C. y Weckhuysen, B.M. (2024), llevan a cabo un análisis sobre la refinería del futuro que procesaría biomasa, CO₂ y residuos plásticos, para producir diésel, combustible para aviación, polímeros y productos químicos. Ello implicaría un fortísimo incremento de la producción de electricidad y de hidrógeno¹⁶⁹. En la hipótesis de que la refinería se autoabasteciese de energía solar fotovoltaica, se requerirían unas necesidades de espacio muy sustanciales, que se cuantifican en el trabajo citado; y los costes serían también muy elevados, teniendo en cuenta diversas estimaciones de costes para la producción fotovoltaica o el hidrógeno. El trabajo citado destaca los desafíos técnicos, económicos y regulatorios.

Teniendo en cuenta las diferentes rutas tecnológicas, Concawe (2019b) lleva a cabo una evaluación conceptual de la refinería del futuro a 2050, en la que las materias primas a procesar ya no es solo el crudo de petróleo; y así se incluyen los productos biológicos, el CO₂ y los residuos. Por el lado de los productos de la refinería habría una disminución en la producción de gasolinas, y una producción de biocombustibles y de productos bajos en emisiones de CO₂.

En los escenarios de FuelsEurope (2020), se considera un progresivo crecimiento de biocombustibles de residuos lignocelulósicos, HVO y combustibles sintéticos, en particular a partir de 2030 (y en menor

medida de hidrógeno renovable y captura y almacenamiento de CO₂). Naturalmente todo esto requerirá fuertes inversiones que se cifran entre 30.000 a 40.000 millones de euros en el periodo 2020-2030, cifras que se multiplicarían al menos por diez cuando se considera el periodo 2020-2050, para transformar o adaptar las refinerías, citándose proyectos de varias empresas, algunos en curso o en operación.

Las transformaciones en la estructura de refino dependerán en gran medida de la evolución de la demanda de productos finales. En el transporte terrestre es previsible el crecimiento de vehículos híbridos y de los motores de combustión “bifuel” o “multifuel”; y en el aéreo del SAF y/o hidrógeno. Por ello si bien disminuirá la demanda de productos petrolíferos se incrementará la de productos renovables como los biocombustibles o biometanol.

La transformación de la industria no será uniforme y como ponen de manifiesto otros trabajos “la transición energética reducirá la demanda de productos petrolíferos, pero incrementará las oportunidades para atender la demanda de productos petroquímicos”¹⁷⁰.

En cualquier caso, la transición energética también ocasionará “perdedores”. Así Ding, C. et al. (2022) ponen de manifiesto que cierta capacidad de refino en EE. UU. y en Europa está en riesgo debido al esperado pico de demanda de combustibles líquidos en relación con el resto del mundo.

Las referencias citadas, ponen de manifiesto las necesidades de transformación de la industria del refino, las visiones de futuro y los procesos en marcha; así como las necesidades asociadas de inversión.

Siderurgia

El informe CAETS (2023) en su capítulo sobre el hierro y el acero¹⁷¹ al tratar sobre las tecnologías de descarbonización, distingue las existentes, de las tecnologías *in progress*. Entre las primeras, considera que se encuentra incrementar el porcentaje de reciclaje, si bien existen problemas en cuanto a la mejora de la calidad final de la chatarra. Igualmente, considera la optimización del sistema de transporte en el interior de las instalaciones, para que sea menos emisor de GEI, y la electrificación de

los procesos de calentamiento y de tratamientos térmicos. En esta línea se encontraría la utilización de gas de origen biológico y del hidrógeno bajo en emisiones para los procesos anteriores¹⁷².

Cuando se abordan las tecnologías *in progress*, el gran reto es la sustitución del carbón como agente reductor (que se usa en más de 800 millones de toneladas en el mundo); por la reducción directa del hierro (DRI por sus siglas en inglés). La referencia habitual de toneladas de emisiones de CO₂ por tonelada de acero producido es de 1,85¹⁷³; mientras que en los procesos en los que se utiliza electricidad de bajas emisiones para producir hidrógeno, como en el proyecto HYBRIT, el factor de emisiones disminuye radicalmente y es cercano a 0,7. Existen varios proyectos de descarbonización, no todos similares al citado, como es el caso de la reducción directa mediante hidrógeno en lechos fluidizados (en POSCO, República de Corea), u otros que pueden verse en CAETS (2023).

Puede decirse que la descarbonización profunda de la producción de arrabio pasa, en gran parte por la reducción directa de mineral de hierro mediante el hidrógeno en el proceso DRI. También se pueden utilizar más los procesos de horno eléctrico¹⁷⁴. Para la reducción directa se necesita hidrógeno con suministro estable y con costes bajos y electricidad barata. La producción de hidrógeno no es asequible, de hecho, el informe Draghi no la ve hasta dentro de cinco años, si bien se trabaja intensamente para producir hidrógeno en torno a los denominados valles de hidrógeno¹⁷⁵, en un número sustancial de casos en relación con la industria del refino, y también con la de fertilizantes.

Debido a que las energías renovables son intermitentes y necesitan energía de respaldo, los avances que pueden tener a corto medio plazo más viabilidad económica son los que tienen energía hidráulica no fluyente, o que usen energía nuclear de base, con PPA (*Power Purchase Agreements*), es decir contratos de compra de energía, atractivos. La producción de hidrógeno en Europa tiene además una serie de restricciones regulatorias, como en entorno geográfico y la simultaneidad, si bien, como hemos indicado con anterioridad (V.4), la Comisión Europea estudiará la revisión de estos condicionantes tal como se indica en el Pacto por una Industria Limpia.

En Europa un caso relevante es el del proyecto HYBRIT en Suecia, que comprende toda la cadena de valor, desde la minería con electrificación y automatización del suministro de energía baja en carbono, la utilización

de combustibles bajos en emisiones, o biocombustibles o hidrógeno en la fabricación de pellets y hornos verticales para la reducción directa. Se trata de un proyecto apoyado por el gobierno sueco donde se da la agrupación de las empresas de producción de hierro, LKAB; la siderúrgica SSAB y la eléctrica Vattenfall, que han puesto en marcha una planta piloto que, en 2021, produjo esponja de hierro reducida con hidrógeno. Esta planta contaba con el apoyo de la Agencia Sueca de la Energía, y con subvenciones nacionales y europeas¹⁷⁶. En la planificación se plantea comenzar la fase industrial y comercial para el período 2025-2035.

Barceló, A. (2023)¹⁷⁷, aborda el reto de la siderurgia española ante la descarbonización. Señala el planteamiento de sustituir el coque por “prerreducidos” obtenidos con gas natural en una primera transición y posteriormente utilizar el hidrógeno, que tiene un bajo nivel de madurez tecnológica en los procesos.

En el caso español, con un elevado porcentaje de producción en hornos de arco eléctrico, señala la relevancia de sustituir el gas natural en los hornos de recalentado en los procesos de laminación; y las dificultades de lograr temperaturas de 800-1.300 °C con hornos de inducción.

Concluye manifestando que la descarbonización necesita ayudas para el proceso de transformación industrial, así como una demanda real en Europa de productos descarbonizados. También indica que la descarbonización no será posible sin electricidad competitiva (en este punto el trabajo analiza la reforma del mercado eléctrico) y considera que la CBAM no aborda la merma de competitividad que le supone a la industria la regulación europea.

Cemento

CAETS (2023) en el capítulo dedicado al cemento¹⁷⁸, y en cuanto a las tecnologías de descarbonización considera, en primer lugar, las mejoras en eficiencia energética mediante las cuales se puede llegar a reducir hasta 212 kg CO₂ por tonelada de cemento¹⁷⁹. Indica también las posibilidades de materias primas alternativas para sustituir a la caliza, como el uso de escorias de la producción del acero; así como en los combustibles alternativos (residuos, biomasa, hidrógeno verde y otros).

Es en el uso de los combustibles alternativos donde, en comparación con las otras dos medidas, el potencial de reducción es mayor. En todo caso, el informe señala que: las emisiones en la industria del cemento son difíciles de reducir (*abate*), ya que se producen en gran parte en la calcinación de la caliza. Las tres medidas tradicionales (eficiencia, combustibles alternativos y sustitución del clínker) no lograrán los objetivos individuales, incluso utilizando nuevo clínker para disminuir las necesidades de calor en las reacciones térmicas.

“El pronóstico actual es que las herramientas convencionales empleadas para conseguir los objetivos (tal como en IEA-WBCSD-CSI) no pueden conseguirse sin la captura y el almacenamiento del CO₂ (CCS). Las implicaciones financieras de adoptar la CCS son tan adversas para la industria del cemento que no son viables. En tales circunstancias la viabilidad económica de los procesos de captura esta soportada, no tanto por el precio del CO₂ sino por la venta de productos de valor añadido, que podrían y deberían desarrollarse a partir del CO₂ capturado”¹⁸⁰.

El mismo documento recoge varios casos de estudio de reducción de emisiones en la industria del cemento como Dalmia (India), Brevik (Noruega), LEILAC (Bélgica), Vancouver (Canadá) y Huaxin Cement, (China).

Oficemen (2025), considera la cadena completa desde el inicio en la producción de clínker, la fabricación del cemento, la del hormigón, la fase de construcción y la de (re) carbonatación. Es en la etapa clave de producción clínker, en la descarbonatación de la caliza, en la que un 60-65 %, de las emisiones de CO₂ se deben al proceso y un 35-40 % a la combustión.

En su hoja de ruta a 2050, plantea unos objetivos de reducción de cerca de un 42 % de emisiones de CO₂ para el año 2030 respecto al año 1990; es decir desde 806 kg CO₂/t cemento de ese año, a 472 kgCO₂/t cemento. Para el año 2040 se trataría de lograr 137 kgCO₂/t cemento.

Según las diferentes etapas del proceso, las reducciones que se pretenden en cada etapa, para 2030, serían: en el clínker 190 kgCO₂/t, en la fabricación de cemento, 69 en el cemento, 3 en el hormigón; y 73 kgCO₂/t cemento en la (re)carbonatación (proceso en el que el hormigón reabsorbe parte del CO₂ que se liberó en la producción del clínker).

Dadas las emisiones de CO₂ de proceso, la citada hoja de ruta considera que la industria del cemento solo llegará a la neutralidad climática con la aplicación de las tecnologías de captura, almacenamiento y uso del CO₂ y considera estas tecnologías maduras y probadas¹⁸¹.

Quizás por ello la CCS y la CCSU están entrando en una nueva etapa. Según DNV (2025), estamos asistiendo a un punto de inflexión en el desarrollo de la CCS. Así, sobre la base a proyectos en curso y otras informaciones considera que, en el año 2030, podría haber una capacidad de captura y almacenamiento de CO₂ de 270 MtCO₂/año; y a partir del año 2040, el número de proyectos y la escala de las operaciones, podría incrementarse muy sustancialmente. El mayor crecimiento provendría, partir de 2030, de los sectores difíciles de descarbonizar, y los sectores industriales y manufactureros irían incorporando procesos de captura, de tal manera que podrían llegar a representar el 41 % en 2050.

Los costes son muy diferentes dependiendo del proyecto, de la ubicación y de la escala; disminuyendo aquellos a medida que aumenta la capacidad. El informe ofrece cifras de 30-36 US\$/t CO₂ para la captura en la producción de bioetanol (donde el CO₂ está concentrado) y de 60-120 US\$/t CO₂ en la generación eléctrica¹⁸². Cuando se citan precios de transporte y almacenamiento de CO₂ de varios proyectos se da un amplio rango de 25-150 US\$/tCO₂.

Las cuestiones de costes para llevar a cabo la descarbonización y en este caso la necesidad de una tecnología que, en general, no se considera prioritaria, como la captura y el almacenamiento (CCS) y la captura, almacenamiento y uso (CCSU); suponen una barrera para la descarbonización de sectores como el de cemento; si bien ya hemos visto que la Comisión Europea reconoce en los documentos más recientes que sin CCS no habrá neutralidad climática a mediados de este siglo. Por otra parte, globalmente, como refleja el informe DNV (2025), comienzan a verse proyectos de interés que pueden abrir camino para el futuro.

VI.4 Las nuevas industrias

La descarbonización y las variaciones en la estructura energética implican modificaciones y cambios industriales, por ejemplo, para la fabricación de componentes, equipos y el suministro servicios para la generación

fotovoltaica, la eólica, las baterías, el vehículo eléctrico, la producción de biogás y biometano, de biocombustibles, la producción de hidrógeno o los combustibles sintéticos.

En la transición energética podemos considerar, relevante como “nueva industria”, la minería y la metalurgia y las actividades relacionadas con su cadena de valor desde la exploración al reciclaje. Naturalmente con sectores y actividades con una gran tradición, pero su revitalización permite situarlas aquí. En este sentido nos referimos a lo expresado en el apartado V.3. Asimismo deberíamos de considerar la importancia de esta industria en la creación de clústeres, tal como plantea un país como Suecia¹⁸³.

Quizás donde las transformaciones son más fuertes y complejas sean la industria de productos petrolíferos y petroquímicos a partir del crudo de petróleo y algunas industrias en “sentido clásico” (i.e. siderurgia, cemento o fabricación de automóviles)¹⁸⁴; que hemos tratado en el apartado anterior.

Dado el alcance y contenido de este discurso, en este apartado trataremos las industrias relacionadas con la energía eólica y fotovoltaica. Somos conscientes que dejamos fuera equipos o productos con claras perspectivas de crecimiento como son las baterías, los vehículos eléctricos y las infraestructuras de recarga, los electrolizadores; y la producción de hidrógeno, los biocombustibles, el biogás y biometano.

Abordaremos pues la energía solar fotovoltaica y la eólica. Pero antes convendría advertir que, si bien en general, se reflejan los desarrollos y el crecimiento de estas industrias, no es habitual establecer un balance neto entre las nuevas industrias, y la disminución de actividad de otras o de su desaparición. El caso más notable puede ser la generación térmica con carbón y las tecnologías, equipos y servicios asociados, en la fabricación, la operación y el mantenimiento.

Es común, por otra parte, citar los resultados de los estudios de impacto macroeconómico que acompañan al PNIIEC, a los que también haremos referencia. Finalmente, y antes de comenzar, conviene tener en cuenta las diferencias en la transición energética entre la creación de nuevas industrias y empleos, en las fases de proyecto y construcción, de las de operación y mantenimiento de las instalaciones.

En cuanto a la actividad en la industria eólica a finales del año 2023 había 30,4 GW de potencia que produjeron 62,6 TWh de electricidad con una

contribución directa al PIB de 2.433 millones de euros e indirecta de 1.358 millones de euros; y con un empleo directo de 19.421 personas e indirecto de 16.320.

Ello nos lleva a unas ratios de 3,22 GWh/persona y de 1,56 MW/persona; ratios que suponen un ligero empeoramiento respecto a los valores de 2018, en la medida que los podemos considerar indicadores de productividad: producción (GWh) por persona o MW instalado por persona¹⁸⁵.

En el empleo directo un 29 % corresponde a promotores/productores, un 40 % a fabricantes de equipos y componentes, un 13 % a servicios complementarios (donde entendemos que están los servicios de operación y mantenimiento) y un 18 % a las actividades *offshore*¹⁸⁶.

Es de interés este desglose ya que la importancia del proceso inversor en la construcción es muy notable y, por tanto, asumiendo que en algún momento en la transición no habrá fuertes inversiones de nuevas instalaciones, la estructura industrial puede modificarse; salvo por que el peso que tenga la actividad exportadora, que el sector eólico es relevante, (1.970 millones de euros en 2023), se mantenga o incremente.

La actividad industrial del sector eólico está repartida en España en un amplio número de regiones. Comprende, fábricas de componentes, de palas, de torres y de generadores y motores, así como fábricas de embalaje y logística e instalaciones de mantenimiento¹⁸⁷.

En cuanto al sector fotovoltaico, a finales del año 2023 había 32.488 MW instalados, de los cuales 6.955 MW en autoconsumo; de manera que la potencia fotovoltaica sin autoconsumo ascendió a 25.549 MW¹⁸⁸.

La producción en 2023, sin autoconsumo fue de 37.322 GWh; por lo que las ratios fueron: 0,75 MW/persona y 1,10 GWh/persona; que comparados con los del año 2018¹⁸⁹ son ligeramente mejores. Por otra parte, en autoconsumo se generaron 7.262 GWh en 2023, con 7.018 empleos directos y 1.526 millones de euros de contribución directa al PIB¹⁹⁰.

En el año 2023, con datos provisionales, la contribución del sector fotovoltaico al PIB directo fue de 5.331 millones de euros, el indirecto de algo más de 9.000 millones de euros (de los cuales 4.558 corresponden al territorio nacional y 4.740 al extranjero) y el inducido de 3.300 millones de euros.

“El aporte económico de forma indirecta e inducida cuantifican los efectos de arrastre asociados a la compra de materiales, tanto domésticos como importados, así como el consumo de bienes y servicios derivados de las rentas salariales del sector”¹⁹¹.

En el impacto directo de 5.331 millones de euros, 3.089 millones corresponden a productores, 909 a fabricantes, 932 a ingenierías e instaladores y 392 a un conjunto de agentes, entre ellos, distribuidores.

Por lo que se refiere al empleo, en el año citado, el total ascendía a 34.037 personas de las cuales 10.670 correspondían a productores, 7.962 a fabricantes, 11.830 a ingenierías e instaladores y 3.574 a un conjunto de agentes, entre ellos, distribuidores.

La notable diferencia entre la etapa de construcción y la de operación y mantenimiento, que hemos citado más arriba; se pone también de manifiesto en la generación solar fotovoltaica; ya que examinar los impactos sobre el trabajo local se señala que “...los impactos positivos se reducen drásticamente en la fase de operación y mantenimiento”¹⁹².

Desde un punto de vista macroeconómico el impacto del conjunto de la transición en cuanto a inversiones y creación de empleo según la revisión del PNIEC de 2023: las inversiones en renovables totales en el periodo 2021-2030 se estiman en 113.960 millones de euros y el empleo en 138.000 y 199.000 empleos/año en renovables e hidrógeno¹⁹³.

Un análisis de mayor detalle o “micro” sería relevante. Como señalábamos más arriba, asimismo parece claro interés conocer el resultado neto en contribución al PIB y al empleo del desarrollo de las industrias que se crean o crecen consecuencia de la transición energética y de las que disminuyen su actividad o desaparecen, como las centrales de carbón y la industria y servicios asociados¹⁹⁴.

No parece que exista un informe o estudio que calcule y/o estime los efectos netos sobre la industria de la transición, la existente y a futuro. Ojalá estas reflexiones estimulen o promuevan la realización de este tipo de trabajos, teniendo también en cuenta las etapas de proyecto y construcción y la fase de operación¹⁹⁵.

VII. A modo de conclusiones y reflexiones finales

“...la humildad dichosa de seguir en un laberinto como si oyéramos una cantata de gracia, no la voluntad haciendo un ejercicio de sogá”.

LEZAMA LIMA, *Paradiso*

El acuerdo de París, de 2015, supuso un punto de inflexión en la lucha contra el cambio climático

En 1992, en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo se adoptó la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que entró en vigor en 1994. Como consecuencia de esta, han tenido lugar las denominadas Conferencias de las Partes (COP).

La última, en 2024, tuvo lugar en Bakú (COP29). En las diferentes COP se fueron consolidando compromisos y actuaciones para la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI). Entre estas cumbres debe destacarse la COP 3 que tuvo como fruto el protocolo de Kioto de 1997, que entró en vigor en 2005.

El acuerdo de París, adoptado por 196 partes, entre ellas la Unión Europea (UE), les compromete a presentar unos planes en los que expresen sus contribuciones a la reducción de emisiones de GEI (NDC por sus siglas en inglés), cuyo objetivo es que el aumento de la temperatura media mundial esté muy por debajo de 2 °C, con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitarla a 1,5 °C. También se estableció el compromiso de aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático.

La UE y España, están alineadas con el Acuerdo de París

Alineada con los compromisos internacionales; durante el último lustro (2020-2025), la UE ha llevado a cabo una importante actividad regulatoria, en particular, desde el Pacto Verde Europeo de finales de 2019, posteriormente desarrollado o complementado entre otras

disposiciones con la denominada Ley Europea del Clima de 2021. Dicha ley fijó el objetivo vinculante de la neutralidad climática en el año 2050. Es también muy relevante el paquete *Fit for 55* (2021) y, posteriormente, el REPowerEU (2022) como consecuencia de la guerra de Ucrania.

En 2024 se promulgaron, entre otras, la Ley de materias primas fundamentales (CRMA por sus siglas en inglés), la Ley de industria de cero emisiones netas (NZIA por sus siglas en inglés), y la revisión de la Directiva de renovables (denominada RED III), que establece nuevos objetivos de renovables (42,5 %) para 2030.

Ese mismo año se publicó el denominado informe Draghi, de gran relevancia, y en 2025 la Comisión Europea “respondió” con las Comunicaciones de la Brújula para la Competitividad, el Pacto por una Industria Limpia y el Plan de Acción para una Energía Asequible.

En España como respuesta al acuerdo de París y, en el marco de los compromisos comunitarios, se promulgó en el año 2021, la Ley de cambio climático y transición energética. También en 2021 se publicó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), recientemente revisado (2023-2030); y una estrategia a largo plazo para una economía española climáticamente neutra en 2050 (ELP).

Asimismo, se publicaron estrategias y hojas de ruta relativas al hidrógeno, al almacenamiento, al biogás, a la energía eólica marina y a las materias primas minerales. A finales de 2024, el Gobierno aprobó el proyecto de Ley de industria y autonomía estratégica.

En Europa, los objetivos de reducción de emisiones de GEI se revisaron al alza en el paquete *Fit for 55*, para estar más alineados con el gran objetivo de neutralidad climática en 2050; lo que tiene su correlato en España, con objetivos más ambiciosos, para reducir las emisiones de GEI en 2030: un 32 % respecto a 1990 y lograr un 81 % de energías renovables en generación eléctrica en ese año, entre otros objetivos.

Sin embargo, los objetivos globales no parecen alcanzarse y por ello, la adaptación será clave y cada vez más relevante

Los últimos informes de Naciones Unidas muestran que, las diferencias entre el conjunto de las NDC, y la senda para lograr los objetivos del Acuerdo de París; se sitúan en 14 GtCO₂ en el año 2030 (rango de 13-16), para una temperatura de 2 °C; y de 21-24 GtCO₂ para la temperatura de 1.5 °C.

Es decir, existe en la actualidad, una importante brecha entre las emisiones deseadas y las que resultan de los compromisos de los estados.

Conviene poner en contexto el peso de la UE en las emisiones globales que es del 6 % (en 2023), y de un 12 % de las emisiones históricas (1850-2022); porcentaje este similar al de China e inferior al de EE. UU.

Teniendo en cuenta la brecha de emisiones, previsiblemente, las actuaciones de adaptación, regionales y locales, son y serán cada vez más importantes, aunque no hayan sido objeto de este discurso.

La mitigación de emisiones de GEI, es fundamental, y debería llevarse a cabo con una visión holística y con ritmos adecuados

Los compromisos y normativas tanto a nivel global como las comunitarias y en España, que hemos detallado en el capítulo III, llevan a que la reducción de emisiones de GEI sea una necesidad. De hecho, como se ha dicho, en Europa, contamos con el objetivo de neutralidad climática para el año 2050. Estos compromisos están soportados por normativas del más alto nivel.

Por ello, independientemente del logro de los objetivos globales la gran cuestión es cómo progresar en la reducción de emisiones en Europa y en España. Se debería abordar el problema desde un punto de vista holístico e integrador, sin descartar energías, nuevas y existentes, y teniendo en cuenta todas las soluciones que puedan aportar las diferentes tecnologías para contribuir a la mitigación de emisiones de GEI.

Los tiempos deberían ir acompasados con el mantenimiento o la mejora de la competitividad; y con ritmos razonables y adecuados a las capacidades

tecnológicas, de infraestructuras y logísticas para el desarrollo de nuevas industrias y para las transformaciones de las existentes y tener en cuenta, sistemáticamente, el entorno geopolítico internacional.

Es necesario abordar los retos con visión de largo plazo, teniendo en cuenta la realidad y los resultados logrados hasta ahora

En mi experiencia profesional he vivido los planes energéticos nacionales (PEN), que tenían un horizonte temporal de 10 años y que se revisaban antes de la finalización del plazo original. En general, tenían en cuenta la oferta y la demanda de los diferentes tipos de energías.

Los cambios significativos en las condiciones o en las circunstancias del entorno, llevaban a que se modificasen las prioridades o se ajustasen los objetivos; y a riesgo de que la afirmación no sea muy rigurosa, la experiencia vivida mostraba que cada siete o diez años surgían temas relevantes que cobraban protagonismo, lo que llevaba a modificar las prioridades o aconsejaban reconfigurar los horizontes de futuro deseables.

En la actualidad, como hemos tenido ocasión de ver en detalle en los capítulos III y IV, de manera habitual y de forma cada vez más intensa, miramos al futuro con horizontes de más largo plazo, de una, dos o varias generaciones para tratar de conformar el futuro a 2050 y más allá. Y a pesar de los avances y los logros reales, en general, incrementamos nuestras ambiciones con objetivos más exigentes.

El futuro es en la actualidad, y más que nunca, una materia que queremos predecir y controlar. Anderson, J. (2018) puso de manifiesto cómo tras la Segunda Guerra Mundial el futuro comenzó a entenderse no como algo distante y nebuloso, sino como la consecuencia directa y agregada del tiempo presente.

De ahí que los escenarios sean hoy una herramienta tan relevante; no solo para entender el futuro y ver las diferentes sendas por las que podemos transitar, sino también, y no menos importante, para conformar el futuro de la energía con una visión europea de cero emisiones netas en 2050. De ahí que hayamos estudiado los diferentes modelos y tipos de escenarios y sintetizado en este discurso las trayectorias posibles según diferentes organismos e instituciones.

Los escenarios: utilidad, resultados y limitaciones

Hay escenarios finalistas que, partiendo desde el objetivo u objetivos deseables de futuro, vienen hacia el presente y nos muestran qué deberíamos hacer para lograr ese objetivo de cero emisiones netas. Pero también los hay, que desde los factores fundamentales que pueden conformar la energía del futuro, entre otros, la evolución de la población, la creciente urbanización o los costes de las energías, y la evolución posible o previsible de algunas tecnologías; miran hacia el futuro y nos muestran cómo podría ser este.

Estos escenarios, sean los de la IEA, IRENA, Bloomberg NEF o Bp; no son muy halagüeños y nos muestran un futuro en el que globalmente, no parece probable que se cumpla el objetivo de cero emisiones netas en 2050.

Los escenarios también nos muestran un futuro en el que, a partir de los factores fundamentales, las renovables crecen, el petróleo logra un máximo y decrece, el gas se mantiene o crece, la electrificación penetra en más usos finales y se refuerzan o surgen energías o vectores energéticos como el biogás y el biometano, los biocombustibles, el hidrogeno o los combustibles sintéticos.

El uso generalizado de los escenarios nos revela una gran dispersión de resultados. Paltsev, S. (2016) señala que son útiles para que los que tienen que tomar decisiones puedan evaluar la escala de las transformaciones necesarias. Sin embargo, el *mix* tecnológico, los caminos o medios para conseguirlo, los precios y los costes deberían tratarse con un elevado grado de precaución.

Los escenarios son necesarios y útiles, más que para predecir el futuro para indicarnos que elementos podríamos utilizar para conformarlo. Hoy podemos considerar los escenarios como un elemento necesario de planificación. Escenarios que cada vez están más complementados por hojas de ruta que, en ocasiones, se asimilan a estrategias, y que se elaboran para diferentes tipos de energías.

En el marco de los compromisos del Acuerdo de París y de la normativa de la UE, los planes nacionales integrados de energía y clima (PNIEC) son una pieza fundamental que orientan y guían las acciones del futuro energético.

No obstante, estos planes en ocasiones extrapolan las líneas de futuro mirando, fundamentalmente a la oferta y probablemente no nos estamos percatando de que las previsiones de demanda son esenciales, y más necesarias que nunca; y quizás conviene recordar también que, es necesario llevar a cabo la implementación de medidas, y la realización de proyectos e inversiones. Por ello y como diría Keynes: *no deberíamos rebuke the lines for not keeping straight.*

No menos importante, como hemos visto en el apartado V.6 y sobre el que volveremos más adelante, el informe Draghi ha puesto de manifiesto que el objetivo unidimensional de la reducción de emisiones debería completarse con el de la competitividad. Los objetivos de la transición son diversos, (entre ellos el que sea justa), pero entiendo que deberíamos de focalizarlos en resolver el “trilema” energético, que hoy podríamos identificar como reducción de emisiones de GEI, competitividad y seguridad económica.

Del pasado al futuro, lecciones y enseñanzas: cambios incesantes, pero graduales. Adiciones y sustituciones.

Podemos mirar hacia el pasado y examinar cómo han evolucionado las diferentes energías y cómo han ido penetrando, aumentando su participación en el *mix* energético; desarrollándose unas y declinando otras. Este ejercicio se ha llevado a cabo en este discurso, revisando la literatura y lo que los estudios nos dicen respecto a la evolución de los diferentes tipos de energías. Asimismo, hemos analizado, para un período de casi cincuenta años, los datos del *mix* de energía primaria, final y de la estructura de generación eléctrica en España.

Una “lección” parece evidente. La penetración de nuevas fuentes de energía o nuevas tecnologías energéticas no suele ser rupturista, sino que tienden a convivir con las existentes y esta convivencia es larga en el tiempo, como hemos visto en España, con la pugna entre la electricidad y el gas manufacturado; y entre este y el gas natural. Las nuevas energías se suman a las existentes y no las sustituyen de inmediato.

Los cambios de estructura energética en España, que hemos analizado en el apartado V.4, han puesto de manifiesto, las mejoras en la intensidad energética y de emisiones. A mismo tiempo ha habido un cambio en la

estructura de las fuentes de energías primarias y finales. Al analizar las cuotas o porcentajes de cada tipo de energía, se aprecia que varían de manera paulatina y con modificaciones porcentuales de cuotas reducidas.

En la evolución de la estructura de generación en España, han convivido las centrales de carbón, nucleares, ciclos combinados y renovables como hidráulica, la eólica o solar. Y ha llevado lustros la práctica desaparición de las centrales de fuel o de carbón.

Los estudios a nivel global de Smil V. (2010), Fressoz, J-B. (2024) o Gross, S.G. y Needham, A. (2023); y en España Álvarez Pelegry, E. (2020a) y (2022), así como los cálculos realizados en este trabajo, para un periodo de 50 años, sobre la aplicación de la ecuación de Kaya, las energías primaria y final y la estructura de generación en España, en 48 años, corroborarían la afirmación de que las transiciones no operan por sustituciones de energías a corto plazo; y que “la unidad de medida” pueden ser decenios o lustros, más que años.

Además, a medida que los sistemas económicos y energéticos son más grandes y potentes, las inercias son mayores y los cambios drásticos más difíciles.

En los sistemas energéticos hemos de destacar las infraestructuras. Las existentes, que han ido creciendo durante dilatados periodos de tiempo y que constituyen un activo de gran relevancia para la seguridad y la diversificación. Y las infraestructuras para nuevas energías o nuevos desarrollos ligados a nuevos vectores energéticos o nuevos usos de la energía.

No debemos olvidar que en Europa y en España, la ambición de la descarbonización es de tal nivel que prácticamente no deja actividad económica o energética sin fijar objetivos, estrategias u hojas de ruta. Además, las estrategias y las hojas de ruta, por su finalidad y contenido, si bien contemplan medidas, no implican que, necesariamente, se vayan a ejecutar las inversiones necesarias.

Por ello iniciado el camino con los mapas en la mano, y a medida que avanzamos deberíamos considerar la “geografía”, y tenerla muy en cuenta para adoptar las mejores soluciones.

Finalmente, una enseñanza que nos deja la historia de las transiciones es que estas no son homogéneas ni tienen globalmente un patrón único. Esto

parece relevante ya que las transiciones serán diferentes según los países o las regiones. Europa tiene un marco concreto de descarbonización y transición energética pero no deberíamos de perder de vista cómo afrontan las transiciones otros países o regiones.

Seguridad energética. Una preocupación creciente

La seguridad energética, que siempre ha estado ahí, ha vuelto a un primer plano en España por el cero eléctrico del 28 abril de 2025 que hemos examinado en los apartados V.2 y V.5; y las tensiones geopolíticas (i.e. guerra en Ucrania, y las guerras arancelarias; con una Europa hasta cierto punto atrapada entre EE. UU. y China) han llevado al resurgir de la autonomía estratégica, entendiéndola en términos de la autonomía estratégica abierta; y de la ampliación del concepto de seguridad energética al de seguridad económica. Conceptos en los que se enmarcan, por ejemplo, las leyes de materias primas fundamentales o de la industria de cero emisiones netas.

La AIE definía en 2014 la seguridad energética como “la disponibilidad sin interrupciones de fuentes energéticas a un precio asequible”, definición que vino a ampliarse con las cuatro As en inglés: *availability, affordability, accessibility* y *acceptability*.

Un elemento clave, que hemos visto en el apartado V.2, es la capacidad de respuesta ante interrupciones o ante problemas geopolíticos. En este sentido, los *stocks* de productos energéticos son fundamentales y es la legislación la que fija los niveles de almacenamiento. No obstante, cabría preguntarse si ante el panorama actual, y dado el peso del gas en el *mix* energético español, no sería necesario ampliar el número de días de almacenamiento, incorporando o reforzando medidas complementarias a las existentes.

De la dependencia de los combustibles fósiles a la de las materias primas minerales y los procesos metalúrgicos

La creciente demanda global de energías renovables, baterías y vehículos eléctricos ha alertado sobre la dependencia y la vulnerabilidad europea en

términos de materias primas minerales y de su procesamiento metalúrgico. La UE únicamente produce del orden del 7-8 % de las materias primas minerales que necesita.

Como consecuencia, ahora se busca que en España y en el territorio europeo se produzcan al menos el 10 % de minerales y se procese el 40 %. He ahí cómo la minería, cuyo valor ha ido relegándose hasta ver muy reducido su merecido reconocimiento social, resulta ahora un sector y una industria a potenciar y revitalizar en nuestro suelo, debido a su papel para garantizar la seguridad de un suministro de materias primas imprescindibles para la descarbonización. Situación que modifica la del pasado en la que quizás, no se daba importancia a que los minerales y metales viniesen de terceros países.

La Ley Europea de Materias Primas Fundamentales (CRMA), ha supuesto la puesta en marcha de proyectos estratégicos, (de los que España cuenta con siete); y la simplificación de los procedimientos de autorización. Objetivo este aplicable, en general a los proyectos; y que siendo un problema ya identificado en el pasado no parece estar resuelto en el presente.

Asimismo la Ley establece la necesidad de abordar un plan de exploración. Estos son elementos positivos, que deberían aprovecharse para abordar con rigor, y con los recursos económicos apropiados, la creación de valor en el conjunto de la cadena de suministro, desde la exploración, a la metalurgia y a las industrias relacionadas con la creación de clústeres e industrias en los territorios.

Por otra parte, el hecho de que las materias primas minerales hayan pasado a un primer plano pone de manifiesto la necesidad de considerar la transición con una visión amplia e integradora.

El desarrollo de energías o de vectores energéticos emergentes

La descarbonización, en el marco de la transición energética, implica la necesidad de nuevas energías y tecnologías. En el discurso hemos analizado algunas de ellas; no solo la electricidad, sino también el gas natural, el biogás y el biometano, los biocombustibles, el hidrógeno y los combustibles sintéticos.

La electricidad es la punta de lanza de la descarbonización y por ello el mix de generación tiene un papel clave. Pero quizás su penetración no está siendo tan rápida como se podría esperar o como sería deseable¹⁹⁶. El gas natural como energía fósil tiene los retos propios de una transición que desea pivotar fundamentalmente en renovables. La dificultad de su sustitución en procesos de alta temperatura y el acompañamiento de aquel por el biogás y el biometano le permitirán seguir teniendo un papel muy relevante. Quizás, al igual que la electricidad su mayor reto sea el de lograr precios asequibles y competitivos.

En el apartado V.5 examinamos con bastante detalle el tema del hidrógeno y los combustibles sintéticos. La ingeniería y la tecnología son y serán claves para su desarrollo; y no deberían cerrarse puertas ni posibilidades a desarrollos ingenieriles o tecnológicos en las tecnologías o energías que tengan potencial de mitigación de emisiones.

En cuanto a infraestructuras, los biocombustibles y el biometano cuentan con la ventaja de poder utilizar las existentes, no siendo exactamente lo mismo en el caso del hidrógeno.

El grado de penetración y los horizontes temporales de logros y objetivos, previsiblemente no serán los mismos para todas las energías, y dependerán, en buena medida, de la localización geográfica y de la evolución de sus costes y sus precios; así como de la decisión de inversiones, a la que nos referiremos más adelante.

Complejidad e interrelación entre fuentes de suministro

Hoy se ve la descarbonización como una transición energética hacia un horizonte de renovables, y como una extrapolación lineal y progresiva de la reducción de las emisiones en el tiempo. Sin embargo, la realidad de los últimos años ha puesto de manifiesto que estamos tratando con sistemas complejos e interrelacionados difíciles de aislar salvo para la necesaria elaboración de modelos.

Por tanto, una visión de la transición que asuma que ha de trabajar con sistemas complejos y con enfoques holísticos, ingenieriles, económicos e industriales cobra más relevancia. Esto lo hemos presentado en el capítulo

V en el que, intencionadamente, hemos considerado la descarbonización como transición energética y en el que hemos tratado varios temas importantes y, en mi opinión, necesarios.

Por otra parte, las interrelaciones ponen de manifiesto que la fijación de un objetivo único, o la dependencia exclusiva en una sola fuente energética, no nos van a dar un mejor resultado para el conjunto de la economía o de la sociedad. Hemos de pensar, en incorporar objetivos como la competitividad o la seguridad económica como ya hemos señalado anteriormente. Esto, en mi opinión, debería de llevarnos a evitar criterios excluyentes en la toma de decisiones.

El papel de la ingeniería

Normalmente, el lenguaje que se utiliza para tratar las energías en la transición está relacionado con las tecnologías. Hemos tratado de llamar la atención, en el apartado V.5, sobre la relevancia y la necesidad de la ingeniería que, lógicamente tiene que ver con las tecnologías y con las técnicas, y comprende desde el diseño básico y de detalle, a la ejecución de proyectos y a la construcción; y que tiene también un gran papel en la operación y el mantenimiento de las instalaciones.

En la transición, se produce el despliegue de energías emergentes y de nuevas tecnologías; que requieren ingeniería en su concepción y diseño. La ingeniería también es necesaria en las existentes ya que pueden requerir cambios, actualizaciones o mejoras en su operación y mantenimiento. Además, sin una buena base ingenieril no hay seguridad, ni minerales, ni procesamiento de estos para obtener los metales de la transición. Tampoco tendremos biometano o biocombustibles, ni hidrógeno, ni combustibles sintéticos.

Los costes como barrera para la integración de energías y tecnologías emergentes: necesidad de financiar y rentabilizar inversiones

La descarbonización supone costes mayores, inversiones de gran magnitud; y la incorporación en los sectores económicos de nuevas energías, o de energías emergentes (i.e. hidrógeno, biometano, combustibles sintéticos).

En las energías, necesarias y/o emergentes para las transiciones energéticas, los costes de su producción y transporte son superiores a los de las energías que hoy utilizamos en gran medida, tal y como hemos ido poniendo de manifiesto en el capítulo V, donde se han examinado para el hidrógeno, los combustibles sintéticos, los biocombustibles avanzados y el biogás (apartado V.5) y para la captura y el almacenamiento y usos del CO₂ (apartado VI.3).

Las inversiones para la transición y, en particular, para la consecución de la neutralidad climática, son de una gran magnitud. Los datos de inversiones reflejados en el apartado IV en los escenarios de la AIE e IRENA, y la identificación del ingente despliegue en energías renovables, baterías, capacidad de CCS, hidrogeno, combustibles sostenibles y redes eléctricas cuantificadas por Bloomberg NEF; así como las indicadas en el informe Draghi supone pasar a cifras de varios ordenes de magnitud superiores a las inversiones actuales.

En los sistemas eléctricos actuales y de futuro, los requerimientos de seguridad y la integración de un porcentaje de renovables intermitentes está requiriendo operaciones reforzadas e inversiones en redes para acomodar una generación distribuida de baja densidad de potencia y tecnologías para asegurar la tensión y frecuencia del sistema. En el apartado V.5 se ha reflejado la necesidad de inversiones en Europa y en España. Las cuantificaciones aportadas muestran que son también claramente superiores a las actuales.

La atracción de inversiones requiere que estas sean rentables y que tengan un retorno económico adecuado, lo cual no parece posible, por lo que hemos examinado aquí, en general, y al menos a corto o medio plazo para algunas de ellas como el hidrógeno o los combustibles sintéticos.

Por ello, se aboga por ayudar o incentivar las inversiones, pero a su vez la competitividad regional y global impone restricciones. Se pretende que las inversiones se lleven a cabo, en gran parte, por la iniciativa privada; pero la rentabilidad y el mercado solos, no parece que puedan conseguirlo, al menos, con el alcance y con la rapidez que se pretende.

Por ello, se recurre a las subvenciones, ayudas e incentivos y se solicita a los estados que los concedan. Sin embargo, en un contexto económico

general, con fuerte endeudamiento público, no parece que exista en la práctica, mucho margen de maniobra, sin deteriorar aún más el déficit público y, por ende, el volumen de deuda pública.

Una política industrial para una industria competitiva

Esto nos lleva a también a una de las conclusiones de este trabajo, las ineludibles transformaciones industriales que necesitamos para no perder aún más nuestro posicionamiento a nivel mundial.

Tras años de “ausencia”, ahora se pone de relieve, de forma más clara, la necesidad de nuevas políticas industriales; lo que permitiría afirmar que estamos ante un *revival* de estas. En particular, con una política industrial verde que pretende crear capacidades en Europa de industrias de cero emisiones netas, mediante la NZIA y el Pacto por una Industria Limpia, pero en lo que deberíamos tener muy en cuenta la capacidad manufacturera de China en tecnologías limpias.

Por otra parte, no debemos fijarnos únicamente en la energía eólica o en la solar fotovoltaica. No deberíamos olvidar la minería y la metalurgia y su cadena de valor y afrontar los retos de industrias existentes, entre las que aquí hemos examinado: el refino la siderurgia y el cemento.

En España el avance que supone la Ley de industria y autonomía estratégica, aprobada por el gobierno, debería desarrollarse con las concreciones necesarias y los medios adecuados para un desarrollo eficaz y para abordar los retos de la industria ante la transición energética.

Descarbonización de industrias existentes: plazos adaptados y atracción de inversiones

Tras el examen de los escenarios de las transiciones del pasado y de la prolija normativa relativa a la neutralidad climática y de las transformaciones industriales, se debería de incorporar, como elemento imprescindible, la necesidad de mantener, transformar y crear industrias, pero sin recurrir a la solución fácil de dejar que algunas vayan desapareciendo. En particular, las que son más difíciles de descarbonizar o las más intensivas en consumo de energía.

En las industrias existentes, en particular en las que hemos examinado, con cierto detalle en este discurso (el refino, la siderurgia y el cemento), se requieren nuevas tecnologías, reducciones de costes en energías como el hidrogeno o la captura el almacenamiento y el uso del CO₂ (técnica esta necesaria para algunas industrias como la del cemento, si se quiere abordar una descarbonización profunda). Y como viene siendo un elemento común a la transición energética, se necesitan fortísimas inversiones y la financiación de estas, lo que significa que deben tener un retorno económico razonable.

Los retos de transformación industrial son enormes y deberían de verse en el contexto de la competencia internacional en la que existe una asimetría regulatoria, y unas más que notables diferencias en las ambiciones y en los medios para la descarbonización y en la que medidas como el CBAM no parece que vayan a resolver una igualdad efectiva con terceros países. Por tanto, la competencia de otras regiones debería de ser una variable ineludible a tener en cuenta.

Por tanto, parece clara la necesidad de una reflexión en profundidad sobre los ritmos y plazos de los proyectos para la descarbonización y acompañar los objetivos a la madurez de las tecnologías y a la reducción de precios o costes de las energías, como la electricidad o el hidrogeno y de tecnologías como la captura y el almacenamiento o uso del CO₂. Ello permitiría atraer inversiones y lograr que sean económicamente rentables.

La transición energética actual: necesidad de objetivos conjuntos. La oportunidad y el reto de integrar la competitividad en un nuevo PNIEC

La transición energética actual, a diferencia de otras transiciones históricas, viene acompañada con una legislación muy abundante, prolija compleja y en ocasiones intrincada; que en Europa no ha dejado de aumentar y en la que se establecen objetivos para la práctica totalidad de los sectores económicos como la generación eléctrica, el transporte (terrestre, marítimo o aéreo), o la industria.

Queremos que las energías bajas en emisiones se desarrollen o penetren en los usos finales. Como muestra la historia, las energías han penetrado, se han desarrollado y han crecido con fuerza, cuando sus precios eran atractivos o reducidos (hoy decimos asequibles), y los suministros eran convenientes, para los consumidores, fueran domésticos o industriales.

Las transiciones anteriores llevaron su tiempo y pivotaron en la tecnología, en la ingeniería, la economía, la conveniencia y las consideraciones medioambientales. Ahora, la orientación determinante en Europa es la neutralidad climática; y en general, como señala Yergin, D. (2021), se incorporan a la misma: *politics, policy and activism*.

Por otra parte, en la transición actual en Europa, por la naturaleza de las energías solar fotovoltaica y eólica, el modelo es de generación distribuida, reforzada por la búsqueda de la cercanía a los puntos de utilización (autoconsumo).

Por ello nos encontramos con una transición que puede calificarse, siguiendo a Smil, V. (2015), de baja densidad energética. Esto tiene implicaciones de coste y de productividad, que hemos mencionado en los apartados V.5 y VI.4., y también afecta al ritmo de implantación, al incrementar muy sustancialmente los costes de transacción.

Aparentemente para complicar aún más la situación y las perspectivas, o para poner buenas dosis de realismo, el informe Draghi, ha puesto de manifiesto la necesidad de tener un objetivo conjunto de descarbonización y competitividad y entre otras cosas ha resaltado la necesidad de salvar la industria europea, lograr precios bajos de la electricidad y del gas; y financiar las inversiones para la descarbonización.

Por ello y tras el informe de Draghi bien podría pensarse en un plan nacional que integre de forma sistemática la competitividad, de tal suerte que tengamos un plan nacional integrado de energía, clima y competitividad (PNIECC).

Ideas vs. creencias en la transición energética

Hemos citado a Ortega cuando este distinguía entre ideas y creencias. Creo que a comienzos de esta década estábamos en la transición energética como creencia y los hechos de los últimos años, que hemos analizado con cierto detalle en este discurso, deberían llevarnos a ver, en mayor medida, la transición como idea necesaria a implementar inteligentemente, considerando el contexto general y geopolítico, y los numerosos elementos que configuran la transición energética y las transformaciones industriales.

Creo que debemos continuar con la búsqueda de la neutralidad climática en Europa evitando caer en las extrapolaciones lineales y considerando la necesidad de compaginar la disminución de emisiones con la seguridad económica, la competitividad y el mantenimiento y la creación de industrias.

Deberíamos tener en cuenta las enseñanzas del pasado y examinar cuidadosa y críticamente los resultados de los últimos años, y trabajar inteligentemente para lograr ese futuro que tanto nos esmeramos en conformar y predecir. Y parafraseando a Lezama Lima, y tras todo lo recorrido en este discurso, pienso que podríamos salir mejor del “laberinto” si, para llevar a cabo los objetivos, la voluntad hace menos “ejercicios de soga”.

Quisiera finalizar reiterando mi agradecimiento a la Real Academia de Doctores por el honor que me concede eligiéndome académico; y espero poder contribuir, desde el esfuerzo y el trabajo, a los fines de la misma.

Y muchas gracias a todos los que me acompañáis hoy, en este acto, tan importante y emotivo para mí.

He dicho.

VIII. Referencias bibliográficas y notas

Referencias Bibliográficas

AEE (2024). “Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2023”.

Aelec (2025). “Declaraciones en relación con el diagnóstico presentado por Red Eléctrica de España”.

Álvarez Pelegrý, E. (1997). “Economía industrial del sector eléctrico: Estructura y regulación”. Madrid. Civitas.

Álvarez Pelegrý, E. (2012). “Energía, Tecnología e Ingeniería”. Discurso de Ingreso. Real Academia de Ingeniería.

Álvarez Pelegrý, E. (2017). “Sobre transiciones energéticas: El Energiewende”. Revista del Colegio Oficial de Graduados e Ingenieros Técnicos de Minas y Energía del Principado de Asturias. N.º 3. Diciembre.

Álvarez Pelegrý, E. (2020a). “Gas y electricidad en España. 1840-1910. Técnica, Ingeniería y Transición energética”. En “Trazas y negocios. Ingenieros empresarios en la España del siglo XX”. Quiroga Valle, G. (dir.). Granada. Comares Historia.

Álvarez Pelegrý, E. (2020b). “Transición energética y crecimiento económico sostenible”. En “Transición energética: Cambio climático y desarrollo económico”. Revista Geoeconomía. Instituto Choiseul España.

Álvarez Pelegrý, E. (2022). “Demanda y usos de gas en España. Una aproximación a 120 años de historia (1900-2020)”. En “Energía y política. Una historia del petróleo en España”. Quiroga Valle, G. (dir.). Madrid. Catarata.

Álvarez Pelegrý, E. (2025a). “Descarbonización y competitividad en la industria: Informe Draghi”. Anales de la Real Academia de Doctores de España. Volumen 10. Número 2. 2ª Etapa. Abril-junio.

Álvarez Pelegrý, E. (2025b). “La ingeniería en la minería y la energía, ante los retos de la transición energética”. Real Academia de Ingeniería. Pendiente de publicación.

Álvarez Pelegrý, E. y Bravo López, M. (2018). “The oil Industry: Challenges and Strategic Responses”. Cuadernos Orkestra 2018/47.

Álvarez Pelegrý, E. y Blanco Álvarez, F. (Coord.). (2023). “Las materias primas minerales en la transición energética y en la digitalización”. Real Academia de Ingeniería.

Álvarez Pelegry, E., Blanco Álvarez, F., y Larrea Basterra, M. (2023). “Las materias primas minerales para las transiciones energéticas. La ley europea de materias primas fundamentales”. Cuadernos de Energía. N.º 75. Club Español de la Energía.

Andersson, J. (2018). “The future of the world. Futurology, Futurists and the Struggle for the Post-Cold World Imagination”. Oxford University Press.

Antoli García, A., Milnar García, S., Puchades Rufino, L. y Biovic (2021). “Gas renovable. El futuro de la energía y el medio ambiente”. Fundación Naturgy.

APPA (2024). “Informe anual del autoconsumo fotovoltaico”.

Baixalui-Soler, J. S., Lozano-Reina, y Sánchez-Marín (2023) “Impulso de la política industrial España 2030 a partir de los fondos Next Generation EU”. Economía Industrial. N.º 428.

Barceló, A. (2023). “La siderurgia española ante el reto de la descarbonización”. Cuadernos de Energía. N.º 75, pp.103-109.

Bloomberg NEF (2024). “New Energy Outlook 2024. Energy and climate scenarios that connect the dots”.

Borrell, J. (2020). “Por qué es importante la autonomía estratégica europea”. EEAS (Europa.es).

Bp (2024). “Bp Energy Outlook. 2024 edition”.

Brenson, E., Steinberg, F. y Alvarez-Aragones, P. (2024). “The European Union’s Economic Security Strategy Update”. CSIS.

CAETS (2023). “Towards low-GHG emissions from energy use in selected sectors”. Energy Report 2022.

Camacho Parejo, M. (2013). “El trilema energético”. Papeles de Cuadernos de Energía. Club Español de la Energía. Instituto de la energía. Separata N.º 38.

Cátedra García, P. M. (2024). “Biografía de un libro”. Discurso de Ingreso. Real Academia Española.

Chimits, F., Mccaffrey, C., Mejino López, J., Poitiers, N. F., Vicard, V. y Wibaux, P. (2024). “European Economic Security: Current practices and further development”. In-Depth analysis requested by the INTA Committee.

COM (2018) 773 final. “Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra”.

COM (2020) 301 final. “Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”.

COM (2021) 350. “Actualización del nuevo modelo de industria de 2020: Creación de un mercado único más sólido para la recuperación de Europa”. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones.

COM (2023a) 161 final. “Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe’s net-zero technology products manufacturing ecosystem (Net Zero Industry Act)”.

COM (2023b) 757 final. “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. Grids, the missing link- An EU Action Plan for Grids”.

COM (2025a) 30 final. “Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. A Competitiveness Compass for the EU”.

COM (2025b) 79 final. “Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. Action Plan for Affordable Energy. Unlocking the true value of our Energy Union to secure affordable, efficient and clean energy for all Europeans”.

COM (2025c) 85 final. “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. The Clean Industrial Deal: A joint road map for competitiveness and decarbonisation”.

COM (2025d) 1904 final. “Annex to the Commission decision recognising certain critical raw materials projects as strategic projects under Regulation EU (2024)/1952 of the European Parliament and of the Council”.

Comisión Europea (2020). “Critical materials for strategic technologies and sectors in the EU, a foresight”.

Comisión Europea (2023). “Preguntas y respuestas sobre el plan de acción de redes de la UE”.

Concawe (2019a). “A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050) (literature review)”. Volume 28, number 1.

Concawe (2019b). “Refinery 2050: Conceptual Assessment. Exploring opportunities and challenges for the EU refining industry to transition towards a low-CO₂ intensive economy”.

Concawe (2021). “Transition towards Low Carbon Fuels by 2050: Scenario analysis for the European refining sector”.

Concawe (2024). “E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050. Update”. Report no. 4/24.

CORES (2024). “Memoria 2024”.

Corrales, J (2025). “El último en salir que apague la luz”. La Nueva España.10 mayo.

Cortés, V.J. (2024). “La des-fosilización de los combustibles gaseosos y líquidos: Una palpitante necesidad. El estado de la tecnología y prospectiva de costes”. IESE, junio 2024.

Costa Campi, M.T. (2016). “Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)”. En “La economía española en el reinado de Juan Carlos I”. ICE marzo-junio 2016. N.º 889-890.

Crawley, E. F., Malmqvist, J., Östlund, S., Brodeur, D. y Edström, K. (2007) “Rethinking Engineering Education”. Springer.

Cuerdo Mir, M. (1999). “Evaluación de los Planes Energéticos Nacionales en España (1975-1988)”. Revista de Historia Industrial. N.º 15.

Del Guayo Castiella, I. (2023). “Régimen jurídico del biogás y el biometano y sus retos regulatorios”. En “Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular”. Del Guayo Castiella, I. y Mellado Ruiz, L. (Dirs.). Marcial Pons.

Del Hoyo, J. (2013). “Etimologión. El sorprendente origen de nuestras palabras y sus extrañas conexiones”. Barcelona. Ariel.

Del Pozo Portillo, J. (1983). “La revisión del plan energético nacional”. Papeles de Economía Española. N.º 14.

Díaz Fernández, J.L. (2004). “Pasado, presente y futuro de las energías fósiles (carbón, petróleo y gas natural)”. Discurso de Ingreso. Real Academia de Doctores de España.

Ding, C., Ferro, A., Fitzgibbon, and Szabat, P. (2022). “Refining in the energy transition through 2040”.

DNV (2024). “Energy transition outlook Spain 2024. A national forecast to 2050”.

DNV (2025). “Energy Transitions Outlook CCS to 2050”.

Dolge, K. y Blumbega, D. (2021). “Economic growth in contrast to GHG emission reduction in green deal context”. Ecological Indicators. Elsevier.

DOUE (2018). “Reglamento de UE 2018/1999 de 11 de diciembre de 2018”.

DOUE (2021). “Reglamento 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2019 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»)”.

DOUE (2023). “Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and the Council of 13 September 2023 on the use of renewables and low carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC”.

DOUE (2024). “Reglamento UE 2024/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de noviembre 2024 por el que se establece un marco de certificación de la Unión para las absorciones permanentes de carbono, la carbonocultura y el almacenamiento de carbono en productos”.

Draghi, M. (2024). “The future of European competitiveness”. European Commission.

EBA (2021). “EBA Statistical Report 2021”.

EC (2018). “In-depth analysis in support of the Commission Communication COM (2018) 773”.

EEA (2023). “Trends and projections in Europe 2023”.

EEA (2024a). “Trends and projections in Europe 2024”.

EEA (2024b). “EEA Greenhouse gases-data viewer”.

EEA (2025). “Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2023 and inventory document 2025”.

EEA (s.f.). “Decoupling Energy Sectors”. Decoupling in the energy sectors 2000-2020. European Environment Agency’s home page.

EPRI (2025). “April 2028 Iberian Peninsula Blackout. Insights for Strategic Risk Mitigation for Complex Grids”.

Espejo Marín, C., Millán Piñero, D., y García Marín, R. (2016). “Contribución al estudio de los biocarburantes en España”. Scripta Nova. Nº 20, pp.527-551.

Eurelectric (2024). “Power Barometer 2024. Zeroing in”.

European Commission (2024). “EU Energy in Figures: statistical data on EU energy sector”.

Expansión (2025). “Datosmacro.com”.

Fabra, N., Oviedo, J., Duarte, M. y Oballe, A. (2025) “Estudio cuantitativo de los impactos socioeconómicos locales de la energía solar fotovoltaica”. uc3m Economics, Energyecolab y Afirma Financial Solutions.

Fernández-Cuesta, N. (2024). “No se trata de si es verde o no, sino de si elimina o reduce las emisiones”. Barcelona. Deusto.

Fitzgibbon, T., Simons T.J., Szarek, G. y Varpa, S. (2022). “From oil to chemicals: How refineries could adapt to shifting demand”.

Freedman, L. (2016). “Estrategia. Una historia”. Madrid. La esfera de los libros.

- Fressoz, J-B. (2024). “More and More and More. An All-Consuming History of Energy”. Allen Lane.
- Friedmann, J., Fan, Z. y Tang, K. (2019). “Low -carbon heat solutions for heavy industry: sources, options and costs today”. Columbia/SIPA. Center on Global Energy Policy.
- Foro Nuclear (2024). “Energía 2024”.
- FuelsEurope (2020). “Clean fuels for all”.
- García Lorca, F. (2023). “Romancero gitano”. Madrid. Alianza editorial.
- García Tabuenca, A., Gálvez del Castillo Luna M., y Díez Cangas J C. (2024). “Reindustrialización y PERTE en España. Industria y política industrial en la transición verde”. Madrid. Catarata.
- German Environment Agency (2019). “Assessment of the In-depth Analysis Accompanying the Strategic Long-term Vision «A clean planet for all» of the European Commission”.
- Gob. Esp. (2025). “Versión no confidencial del informe del Comité de Análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025”.
- Gross, S.G. y Needham, A. (2023) “Toward a new energy history”. En “New energies. A history of energy transitions in Europe and North America”. Pittsburgh. University of Pittsburgh Press.
- Häfele, W. y Sassin, W. (1977). “The global energy system”. Annual Review of Energy 2:1-30.
- Hausfather, Z. (2018). “How «Shared Socioeconomic Pathways» explore future climate change”. Resilience. Originally published by Carbon Brief.
- Hobsbawm, E. (2013). “La era del Imperio. 1875-1914”. Barcelona. Crítica.
- Hughes, T. P. (1983). “Networks of power. Electrification in western society 1880-1930”. Baltimore. The Johns Hopkins University Press.
- IATA (2025). “Developing Sustainable Aviation Fuel”.
- IDAE (2023). “Balance energético en España 1990-2023, para el período 2000-2023”.
- IEA (2020). “Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth”.
- IEA (2021). “The role of critical materials in clean energy transition”.
- IEA (2022a). “The role of critical minerals in clean energy transitions”. Revised version.
- IEA (2022b). “Solar PV Global Supply Chains”.
- IEA (2023a). “Critical Minerals Market Review 2023”.

- IEA (2023b). “The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions”.
- IEA (2023c). “The State of Clean Technology Manufacturing”.
- IEA (2024a). “Global Energy and Climate Model. Documentation”.
- IEA (2024b). “World Energy Outlook 2024”.
- IEA (2024c). “Global Hydrogen Review 2024”.
- Innerarity, D. (2019). “El futuro y sus enemigos”. Barcelona. Paidós Estado y Sociedad 165.
- IPCC- Intergovernmental Panel on Climate Change- (2022). “Climate Change 2022.Mitigation of Climate Change”. Full report. Working Group III contribution to the sixth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). WMO, UNEP.
- Iranzo Martín, J. E. (1984). “El sector energético español: Realidades y posibilidades”. Papeles de Economía Española. N.º 21.
- IRENA (2024). “World Energy Transitions Outlook 2024”.
- IVA (2024). “Metals and Minerals for Sustainable Development and Strengthened Competitiveness”. Final report of the IVA’s Roadmap for Metals and Minerals project.
- JOIN (2023) 20 final. “Joint communication to the European Parliament, the European Council and the Council on European Economic Security Strategy”.
- Kaplan, R. D. (2015). “La venganza de la geografía. Como los mapas condicionan el destino de las naciones”. Barcelona. RBA Libros y Publicaciones.
- Kaya, Y. y Yokobori, K. Eds. (1997). “Environment, energy and economy: Strategies for sustainability”. United Nations University Press.
- Krümpelmann S., Argus Media and OIES Visiting Research Fellow (2024). “Germany’s hydrogen ambitions in late 2024: Taking stock”. The Oxford Institute for Energy Studies -OIES-.
- Landes, D. S. (1979). “Progreso tecnológico y revolución industrial”. Madrid. Tecnos.
- Larrea Basterra, M, Álvarez Pelegrý, E., y Menéndez Sánchez J. (2019). “Energy Security in the Framework of Human Security, Oil, and Gas in the North Atlantic Basin”. En “Evolving Human Security Challenges in the Atlantic Space”. Teixeira, N. S. y Marcos, D. (Editors). Jean Monnet Network on Atlantic Studies.
- Larrea Basterra, M. y Álvarez Pelegrý, E. (2025). “Una comparativa del posicionamiento europeo y estadounidense para garantizar el suministro de las materias primas críticas”. En “Materias primas fundamentales para la cuarta revolución industrial”. Zamora Roselló. M. R. (Dir.). Barcelona. Atelier.
- Lezama Lima (2018). “Paradiso”. Tercera edición. Madrid. Alianza editorial.

L'Hotelliere-Fallois, P. Manrique, M. y Blanco, D. (2024). “Las políticas de la UE para la transición verde 2019-2024”. Banco de España. Documentos ocasionales. 2424.

López-Ibor Mayor, V. (2024). “Introducción al derecho europeo de la energía”. Madrid. Aranzadi.

MacCracken, M. (2001). “Prediction versus Projection-Forecast versus Possibility”. Weatherzine, 2001, 26.

Martínez Vidal, C. y Casajús Díaz, V. (2007). “Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030”. Madrid. Foro de la Industria Nuclear.

Melcón, A. (2025). “Plantas de biometano en España”. Presentación en la ETSI Minas y Energía. 19 marzo.

MITECO (2002). “La energía en España 2001”.

MITECO (2020). “Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050. Estrategia a largo plazo para una economía española, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050”.

MITECO (2021). “Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España”.

MITECO (2022a). “Hoja de Ruta para la Gestión Sostenible de las Materias Primas Minerales”.

MITECO (2022b). “La energía en España 2020”.

MITECO (2023). “Balance energético de España 2023”.

MITECO (2024). “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030”.

MITERD (2020). “Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable”.

MITERD (2021). “Estrategia de Almacenamiento Energético”.

MITERD (2022). “Hoja de Ruta del Biogás”.

Moreno-Torres Gálvez, A. (2021). “Actualización de la nueva estrategia industrial”. Economía Industrial. Nº 420.

Naciones Unidas (2015). “Acuerdo de París”.

Oficemen (2025). “Hoja de ruta de la industria cementera española para alcanzar la neutralidad climática en 2050”. Edición 2025.

Ortega Gironés E., Saénz de Santa María Benedet, J.A. y Uhlig, S. (2024). “Cambios climáticos”. Aula Magna. McGraw-Hill.

Ortega y Gasset, J. (2006). “Ideas y Creencias”. Obras completas. Tomo V (1932-1940). Madrid. Santillana Ediciones Generales S.L y Fundación José Ortega y Gasset.

Paltsev, S. (2016). “Energy scenarios. The value and limits of scenario analysis”. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

Pardo Miranda, M. (2023). “La industria del biogás y el biometano en la Unión Europea y en España”. En “Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular”. Del Guayo Castiella, I. y Mellado Ruiz, L. (Dirs.). Madrid. Marcial Pons.

Parlamento Europeo, Consejo (2024a). “Reglamento (UE) 2024/1252 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de abril de 2024, por el que se establece un marco para garantizar un suministro seguro y sostenible de materias primas fundamentales y por el que se modifican los Reglamentos (UE) N.º 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018717244, (UE) 2019/1020”.

Parlamento Europeo, Consejo (2024b). “Reglamento (UE) 2024/1735 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio 2024 por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1724”.

Pérez Rodríguez, J.M. (2024). “La hoja de ruta europea del hidrógeno verde”. En “El hidrógeno verde. Vector de descarbonización y combustible sostenible. ¿Por qué el hidrogeno y por qué ahora?. Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Noroeste de España.

Prieto Velasco, C.A., Romero Vázquez, M.A., Bregua de la Sotilla, M. y Frontela Delgado, J. (2020). “El papel de los biocombustibles avanzados en la transición energética. Una visión desde la industria de refino y petroquímica”. Cuadernos de Energía N.º 62 pp. 84-96.

RAI (2021). “In Memoriam Excmo. Sr. D. José Luis Díaz Fernández”.

RAI (2025). “La continuidad del suministro eléctrico en un contexto de descarbonización”. Mesa redonda organizada por la Real Academia de Ingeniería. 21 mayo.

Ramasary, A. (2025). “E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050”. Concawe Review Volume 33. Number 1.

Red Eléctrica (2024). “Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables 2023”.

Red Eléctrica (2025). “Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril 2025”.

Red Eléctrica (2025a). “Informe del Sistema Eléctrico 2024”

- REE (2022). “El Sistema Eléctrico Español 2020”.
- Rivero Torre, P. (2022). “Las transiciones en el sector eléctrico español”. En “Seguridad, Sostenibilidad y Economía: El trilema enérgico”. Cuadernos de Energía. Separata del N.º 71. Cursos de verano de La Granda.
- Rodríguez Matas, A.F. y Linares Llamas, P. (2022). “Análisis de escenarios enérgicos para España”. Papeles de Economía Española N.º 174.
- Rodríguez Morales, J.J. (2025). “Cogeneración: al servicio y transformación de la industria en España”. Tesla. Revista del Colegio Oficial y la Asociación de Ingenieros Industriales de Madrid. N.º. 42.
- Sedigas (2023). “Estudio de la capacidad de producción de biometano en España 2023. Informe sobre el potencial de producción de biometano y definición de medidas específicas para el desarrollo en las comunidades autónomas”.
- Shell (s.f.). “40 years of Shell scenarios”.
- Shell (2025). “The 2025 energy security scenarios. Energy and artificial intelligence”.
- Sierra López, J. (2005). “La Energía: Encrucijada y Retos”. Discurso de Ingreso. Real Academia de Doctores de España.
- Silva Suarez, M. (2013). “Presentacion: El siglo del vapor y la electricidad... y de otras muchas cosas además”. En “Técnica e Ingeniería en España. El Ochocientos. De las profundidades a las alturas”. Zaragoza. Pressas de la Universidad de Zaragoza.
- Silván Ochoa, P. (2023). “Adicionalidad y correlación geográfica y temporal en materia de hidrógeno renovable”. En “Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular”. Del Guayo Castiella, I. y Mellado Ruiz, L. (Dirs.). Madrid. Marcial Pons.
- Smil, V. (2010). “Energy transitions. History, Requirements, Prospects”. Santa Barbara. Praeger.
- Smil, V. (2015). “Power density. A key to understanding energy sources and uses”. Cambridge. The MIT Press.
- Smil, V. (2024). “2050. Por qué un mundo sin emisiones es casi imposible”. Barcelona. Arpa.
- Stearns, P. N. (2021). “The industrial revolution in world history”. 5th Edition. New York. Routledge.
- SWD (2021a) 351 final. “Annual Single Market Report 2021. Accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Updating the 2020 New Industrial Strategy: Building a stronger Single Market for Europe’s recovery. Commission Staff Working Document”.

SWD (2021b) 353 final. “Towards competitive and clean European Steel”. Accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Updating the 2020 New Industrial Strategy: Building a stronger Single Market for Europe’s recovery. Commission Staff Working Document.

SWD (2023) 68. “Investment need assessment and funding availabilities to strengthen EU’s Net-Zero technology manufacturing capacity”. Commission Staff Working Document.

TCE, Tribunal de Cuentas Europeo (2023). “El apoyo de la UE a los biocarburantes sostenibles en el transporte. Falta de claridad en la ruta a seguir”. Informe Especial.

UNEP (2024). “Informe anual 2024. Forjando la transformación hacia la sostenibilidad”.

UNEP (2023). “Emissions Gap Report. Broken record. Temperature hit new highs, yet world fails to cut emissions”.

UNEP (2024). “Emissions Gap Report 2024. No more hot air...please! With a massive gap between rhetoric and reality countries draft new climate commitments”.

Velasco, R. (2014). “Salvad la industria española”. Madrid. Catarata.

Vogt, E.T.C. y Weckhuysen, B. M. (2024). “The refinery of the future”. Nature. Vol. 629.

Wärtsilä (2024). “Sustainable fuels for shipping by 2050. The 3 key elements of success. A report on future fuels in the maritime industry”.

WMO (2024). “Global temperature is likely to exceed 1,5 °C above pre-industrial level temporarily in next 5 years”.

World Bank (2020). “Minerals for Climate Action. The mineral intensity of the clean energy transition”. Hund, K., La Porta, D., Fábregas, T., Laing T., Drexhage.

World Bank (2023). “Climate Policies with Real-World Results”.

World Energy Council (2024). “2024 Scenario Foundations. Rocks and Rivers”.

Yergin, D. (2021). “The new map”. Penguin books.

Yergin, D., Orszag, P., y Arya, A. (2025). “The Troubled Energy Transition. How to Find a Pragmatic Path Forward”. Foreign Affairs. March/April.

Notas

- 1 Sobre este punto puede verse su intervención en la sesión del “In Memoriam Excmo. Sr. D. José Luis Díaz Fernández”, publicado por la Real Academia de Ingeniería, en la que, además de Óscar Fanjul, participaron, entre otros, el director de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía de la UPM quien detalló la actividad académica de José Luis; y la mía, en la que reseñé el conjunto de sus actividades profesionales y académicas.
- 2 En la contestación, el académico Dr. Lamo de Espinosa, recoge la respuesta de José Luis ante la pregunta sobre el número de años que tendremos petróleo. José Luis contestó: “para treinta” y dentro de treinta años..., volvió a preguntar el periodista. Para otros treinta, contestó de nuevo.
- 3 Cátedra García, P.M. (2024).
- 4 Para más detalle sobre el concepto de neutralidad climática ver el Anexo 1.
- 5 World Bank (2023).
- 6 La historia del desarrollo sostenible de Naciones Unidas se remonta a la Conferencia de Estocolmo (Suecia) en 1972, sobre medio humano que creó el programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.
- 7 Fernández-Cuesta, N. (2024), p.35.
- 8 Traducción del *Statement* de A. Guterres el 23 noviembre 2024. Web de Naciones Unidas.
- 9 Los niveles de temperatura preindustriales se consideran la media de los existentes en el período 1850-1900. “La temperatura media global debe ser calculada a partir de miles de medidas individuales mediante métodos y procedimientos estadísticos cuya calidad y fiabilidad debe ser revisada permanentemente. Por ello se hace referencia siempre a un intervalo de confianza de los datos obtenidos ...” Ortega Gironés, E. et al. (2024), p. 78.
- 10 Ya en octubre del 2014 el Consejo Europeo estableció el *New 2030 Framework for Climate and Energy* con los objetivos siguientes: 40 % de reducción en GEI respecto a los niveles de 1990, 27 % de renovables en el consumo final de energía, 27 % de mejora en eficiencia energética vs. las proyecciones BAU; y un 15 % de interconexiones. Estos objetivos estaban basados en la Comunicación de la Comisión COM (2014) 0015.
- 11 EC (2018). El documento de la comisión tiene 388 páginas. Una interesante evaluación de este es la de la Agencia de Medioambiente de Alemania. German Environment Agency (2019).
- 12 En general utilizaremos aquí el término descarbonización como equivalente a la reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero, entre los que se encuentra de forma destacada el CO₂. Por otra parte, un término que podría utilizarse, sugerido por Cortés, V. J. (2024) sería el de “des-fosilización”, que tampoco está en el diccionario, en la medida que la reducción de emisiones pivota en parte, en el menor uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y sus derivados y gas natural).
- 13 Esta es una denominación habitual. La denominación precisa es el Reglamento UE 2021/1119. *Vid.* DOUE (2021).
- 14 Una cronología de normativa y/o hechos relevantes de la comisión Ursula von der Leyen que incluye una amplia identificación de las numerosas actuaciones de la Comisión Europea, incluyendo también aspectos no relacionados estrictamente con la energía, puede verse en L’Hotelliere-Fallois.P. et al. (2024).

- Desde el punto de vista jurídico López-Ibor Mayor, V. (2024) examina lo que denomina el derecho de la transición energética en perspectiva europea donde incluye, entre otros, los paquetes legislativos conformadores de derecho de la transición energética, y las renovables en los sectores eléctricos y de hidrocarburos. *Op. cit.*, capítulos segundo y tercero.
- 15 COM (2020) 301 final.
 - 16 Referido en documentos oficiales como Mecanismo de Ajuste en Frontera de Carbono.
 - 17 Esta relación sigue a Pérez Rodríguez, J.M. (2024).
 - 18 Las referencias a los tres documentos son: COM (2025a) 30 final, COM (2025b) 79 final y COM (2025c) 85 final. El *Clean Industrial Deal*, en la traducción oficial es “Pacto industrial limpio”. Aquí en ocasiones, se ha traducido como un pacto por una industria limpia.
 - 19 La denominación oficial es: “Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) N.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 (“Legislación europea sobre el clima”). DOUE (2021). Al respecto en el anexo 1, se detalla lo que se entiende por neutralidad climática.
 - 20 El artículo 7 del Acuerdo de París, entre otras cosas, establece que la labor de adaptación debería llevarse a cabo mediante un enfoque que deje el control en manos de los países.
 - 21 Los documentos que siguen están incluidos en las referencias (VIII), con indicaciones de MITECO o MITERD, y en su caso con el título completo.
 - 22 Con anterioridad, en junio, se publicó el Real Decreto Ley 23/2020 que introdujo un marco normativo para figuras como el almacenamiento energético y los agregadores de comunidades de energías renovables.
 - 23 Un examen de la hoja de ruta del biogás en el contexto de la ley de cambio climático y transición energética; así como su incorporación en la ley de hidrocarburos, y la regulación específica más reciente, puede verse en Del Guayo Castiella, I. (2023).
 - 24 Eurelectric (2024).
 - 25 EEA (2024a), p. 22.
 - 26 Los datos provienen de UNEP (2024) y los de los horizontes de neutralidad climática de otros países de Eurelectric (2024). Un 37 % de las emisiones globales de GEI estaban cubiertas por objetivos NZE para el año 2050 o antes, y un 44 % para años posteriores a 2050, según UNEP (2023).
 - 27 Según UNEP (2024), para los datos de rangos y probabilidades. En cuanto a las referencias de las temperaturas, puede verse IEA (2024b) y WMO (2024).
 - 28 UNEP (2024) Appendix E.
 - 29 EEA (2023) y EEA (2025). Los gases GEI que reporta el informe incluyen las emisiones del uso de la tierra, cambios en el uso de la tierra y silvicultura (LULUCF por sus siglas en inglés); así como las emisiones de GEI de los vuelos internacionales.
 - 30 Por coherencia con las series de datos se utilizan aquí las de EEA (2025). Las cifras no incluyen las de emisiones de la aviación y el transporte marítimo internacionales.
 - 31 Las emisiones globales (mundiales) se incrementaron más de un 60 % desde 1990 a 2023, según EEA (2024a), p. 5.
 - 32 EEA (2025), p. IV.
 - 33 EEA (2025).

- 34 En el año 2019, citado en el PNIEC 2023-2030, las emisiones fueron 309,8 MtCO₂e.
- 35 MITECO (2024), p. 68.
- 36 Un recorrido por los escenarios y sus resultados, aunque con datos no actuales puede verse en Rodríguez Matas, A. et al. (2022), que incluye referencia al trabajo de escenarios para el sector energético en España (2020-2030) de Economics for Energy.
- 37 Paltsev, S. (2016) consideró que las palabras *Outlook*, *Forecast* y *Scenario* como sinónimos y citó a MacCracken para indicar que este consideraba una predicción *prediction* como algo que ocurrirá en el futuro con un determinado grado de probabilidad. Una proyección *projection* sería una afirmación de que algo podría ocurrir bajo ciertas condiciones y unas proyecciones basadas en escenarios son proyecciones que podrían ocurrir, pero no se predice que ocurran.
- 38 *Op. cit.*, p. 2.
- 39 *Op. cit.*, pp.63-64.
- 40 *Outlook*.: 1. *View on which one looks out*, 2. *What seems likely to happen*, 3. *Person's way of looking at something*. Del Oxford Advanced Learner's Dictionary of Current English (1974). La traducción habitual al español es perspectiva, pero también podríamos traducirlo como panorama; y según el caso, o en ocasiones, como pronóstico o *forecast*.
- 41 STEPS: *STated Energy Policy Scenario*. APS: *Announced Pledges Scenario*: NZE: *Net Zero Emissions*.
- 42 2.634 billions.
- 43 *Vid. op. cit.*, p.3.
- 44 La idea de que nos encontramos ante sumas o adiciones de “nuevas” energías, (i.e. renovables), más que de sustituciones entre energías (i.e. renovables vs. fósiles) se argumenta también en Yergin, D. et al. (2025).
- 45 *Vid. p.* 28.
- 46 Traducción del autor, p.22.
- 47 *Vid. p.*15. Traducción del autor.
- 48 MITECO (2020), p.5.
- 49 En español hablamos del que tiene visión, que por un lado es la capacidad de ver, sinónimo de perspicacia o clarividencia, pero también conocimiento claro e inmediato sin raciocinio. También decimos del prudente, el que ve con antelación y por tanto puede precaverse. Del Hoyo, J. (2013), en particular p.108 y ss.
- 50 Quizás, salvo en los escenarios finalistas.
- 51 Si bien las estrategias, hojas de ruta y el PNIEC, contemplan revisiones.
- 52 *Op. cit.*, p. 661 y ss.
- 53 *Op. cit.*, pp. 662-663.
- 54 Cuerdo Mir, M. (1999), p.161.
- 55 Iranzo Martín, J. E. (1984), p. 279.
- 56 Un examen detallado de dicha revisión puede verse en Del Pozo Portillo J. (1983).
- 57 Para más detalle puede verse Cuerdo Mir, M. (1999) e Iranzo Martín, J.E: (1984).
- 58 Lo anterior proviene de Cuerdo Mir, M. (1999), p.174.
- 59 La autoproducción y la cogeneración es un tema de análisis relevante para examinar su evolución en los últimos 35 años. Dado el alcance de este discurso no lo trataremos

- específicamente. El lector interesado puede ver un examen reciente de su evolución en Rodríguez Morales, J.J. (2025).
- 60 *Vid.* Álvarez Pelegrý, E. (2017). Para el gráfico *Vid.* Smil (2010), p.64.
 - 61 *Vid.* Smil (2010), pp.82-85.
 - 62 *Vid.* Smil (2010), p. 9.
 - 63 *Vid.* Álvarez Pelegrý, E. (1997), p. 131, citando a Hughes T. P. (1983).
 - 64 *Op. cit.*, p.378.
 - 65 Traducido del inglés por el autor.
 - 66 *Op. cit.*, p.51.
 - 67 *Op. cit.*, p.304.
 - 68 *Vid.* anexo 2.
 - 69 *Vid.* nota 12.
 - 70 En el apartado V.5 en la sección “electricidad y gas”, realizamos algunas consideraciones, sobre la seguridad en el sistema eléctrico en el contexto de la transición energética, y mencionamos las referencias de algunos informes o artículos sobre el mismo.
 - 71 *Op. cit.*, pp. 23-39. Los otros dos pilares de la política energética serían las estrategias de protección del medioambiente y de desarrollo sostenible; y que la accesibilidad tenga lugar de la forma más eficiente económicamente, y de manera compatible con los otros objetivos.
 - 72 Larrea Basterra, M. et al. (2019), p.45.
 - 73 Es de interés mencionar que la AIE, en el modelo MOSES (*Model of Short-Term Energy Security*) incluye del orden de 30 indicadores, y que la Cámara de Comercio de los EE. UU ha desarrollado 37. En ambos casos han desarrollado métricas en las que se cuantifican una serie de parámetros; lo que permite seguir la evolución de la seguridad energética e identificar en qué puntos se está debilitando la seguridad.
 - 74 *Vid. op. cit.*, p. 50.
 - 75 La frase, muy repetida, fue en el parlamento, en 1913, como Primer Lord del Almirantazgo, ante la decisión de sustituir el carbón por el petróleo en los buques de guerra.
 - 76 *Vid.* CORES (2024), pp.5-8.
 - 77 JOIN (2023) 20 final.
 - 78 IEA (2022a). Las cifras son aproximadas y están obtenidas de gráficos/figuras de la fuente citada.
 - 79 Al respecto puede verse Álvarez Pelegrý, E y Blanco Álvarez, F. (Coord.) (2023).
 - 80 Los metales para los que se duplica el valor de mercado en este estudio son: cobre, litio, níquel, cobalto y tierras raras.
 - 81 Para mayor detalle, puede verse World Bank (2020).
 - 82 En este documento se hace referencia indistintamente a materias primas críticas (*critical raw materials*) y materias primas fundamentales (que es la traducción que se ha dado desde la Comisión Europea al término en español en la CRMA).
 - 83 Para mayor detalle, puede verse Larrea Basterra, M. y Álvarez Pelegrý, E. (2025).
 - 84 Las materias primas fundamentales son las siguientes: bauxita/alúmina/aluminio, bismuto, boro (calidad de metalurgia), cobalto, cobre, galio, germanio, litio (calidad de batería), metal de magnesio, manganeso (calidad de batería), grafito (calidad de

- batería), níquel (calidad de batería), metales del grupo del platino, tierras raras para imanes permanentes, silicio metálico, metal de titanio y wolframio.
- 85 La relación de ambas puede verse en Larrea Basterra, M. y Álvarez Pelegry, E. (2025).
- 86 Parlamento Europeo, Consejo (2024a).
- 87 MITECO (2022a).
- 88 Larrea Basterra, M. y Álvarez Pelegry, E. (2025).
- 89 COM (2025d) 1904 final.
- 90 En marzo 2025 el MITECO lanzó un Plan de acción de materias primas minerales 2025-2029 centrado en el reciclaje, la sostenibilidad y la autonomía estratégica, que entre otros objetivos busca el conocimiento de los recursos existentes en España. Respecto a la cadena de valor y clústeres *Vid.* capítulo 7 en Álvarez Pelegry, E. y Blanco Álvarez, F. (Coord.) (2023).
- 91 Tep: toneladas equivalentes de petróleo.
- 92 Por sencillez identificamos aquí el gas con el gas natural si bien, durante el periodo ha habido una parte significativa de gas manufacturado. *Vid.* Álvarez Pelegry, E. (2022)
- 93 Que no incluye la parte aportada por la electricidad renovable.
- 94 Si bien, como ya se ha señalado para la energía primaria, se está utilizando la tasa de variación anual simple y se han visto las diferencias en ese caso con la tasa anual de variación compuesta. En el caso de la cuota de energía final de la electricidad, la tasa anual simple de variación entre 1973 y 2023 fue del 1,8 %, frente a la tasa de variación compuesta del 1,3 %.
- 95 Alvarez Pelegry, E. (2012).
- 96 Un análisis de la ecuación de Kaya para el mundo puede verse en Kaya, Y. y Yokobori, K. Eds. (1997), p. 211.
- 97 La palabra desacoplar si está en los diccionarios de la RAE y la RAI. En este caso la RAI no recoge la acepción que aquí utilizamos.
- 98 EEA (s.f.). No examinamos aquí los factores que, en mayor medida, han influido en las reducciones de la intensidad energética y de emisiones. Pero sería de interés profundizar en los efectos de la actividad industrial y de la generación con carbón.
- 99 *Vid. op. cit.*, p.5.
- 100 El diagrama puede verse en MITECO (2023).
- 101 Al respecto es ilustrativo el diagrama de Sankey del informe de MITECO (2023).
- 102 Podría ser de interés también analizar las producciones de cada tecnología. Siendo el objetivo fundamental examinar los cambios en la estructura de generación se considera que el análisis que se realiza es suficiente para extraer conclusiones válidas.
- 103 El porcentaje del 2 % en el año 2023, corresponde a fuel + gas en Canarias.
- 104 Al respecto puede verse Tribunal de Cuentas Europeo (TCE, 2023) p.11.
- 105 Comisión Europea (2023) y COM (2023b) 757 final.
- 106 MITECO (2024), p. 476. La cifra resulta del porcentaje del 17 % sobre las inversiones totales. No parece haber desglose entre transporte y distribución.
- 107 *Op. cit.*, p. 147 y ss. Respecto al cero eléctrico puede verse también Aelec (2025), Red Eléctrica (2025b), Corrales (2025), RAI (2025) y EPRI (2025). Un documento técnico de interés, sobre el sistema eléctrico de potencia y el análisis de cobertura de la demanda, es Martínez Vidal, C. y Casajús Díaz, V. (2007). No deberíamos olvidar

- un tema recurrente: cómo mejorar la contribución de la gestión de la demanda eléctrica a la flexibilidad del sistema eléctrico.
- 108 También se están construyendo plantas fotovoltaicas de gran potencia: Las denominadas *utility scale*. Por ejemplo, la de Núñez de Balboa en Badajoz (500 MWp) de 391 MW de potencia máxima de conexión a la red, puesta en marcha en 2020, o la de Francisco Pizarro en Cáceres (553 MW), en 2022.
 - 109 Traducción por el autor de *op.cit.*, p.205. Las referencias a las densidades energéticas entre la generación convencional y las renovables, puede verse en la figura 7.3, p.203.
 - 110 Red Eléctrica ha publicado el 16 junio 2025 la demanda de solicitudes de conexión en la red de 220-400kV: 1.070 solicitudes con una potencia de 73,5 GW. Solicitudes que son para almacenamiento, autoconsumo, incremento de capacidad para consumos existentes y permiso en posición con motivación dedicada a la conexión de consumo.
 - 111 Al respecto puede verse Friedmann, J. et al (2019). Por otra parte, el deseo de la electrificación del calor está reflejada, por ejemplo, en la convocatoria “*Consultation workshop on the design of a new auction for industrial process heat decarbonization under the Innovation Fund*”.
 - 112 La descripción breve de algunas plantas de biometano, (en operación y en construcción) y una relación de estas a 2023, puede verse en Pardo Miranda, M. (2023); así como algunas situaciones de conflicto en varios proyectos.
 - 113 Melcón, A. (2025).
 - 114 IATA (2025).
 - 115 DOUE (2023).
 - 116 Los objetivos de reducción y el detalle del alcance del uso de combustibles renovables de origen no biológico pueden verse en *Questions and answers*. European Commission.
 - 117 Cortés, V. J. (2024).
 - 118 En este segundo bloque estarían también el OME3-5 y los e-distilados (síntesis de Fischer Tropsch) y reducción de CO₂ por la vía inversa de la reacción de desplazamiento.
 - 119 Además de la electrolisis.
 - 120 Otro esquema muy ilustrativo de materias primas y tecnologías puede verse en Cortés, V.J. (2024).
 - 121 De colza o FAME- éster metílico de ácido graso-, o de aceite de cocina usado.
 - 122 *Vid.*TCE (2023), p. 30. Si bien estos precios están en términos de contenidos energéticos; en la comercialización se utilizan unidades de volumen ya que se mezclan con combustibles de origen fósil.
 - 123 European Commission (2024).
 - 124 *Vid.* el escenario NZE de Bloomberg NEF, citado en este discurso, p.17.
 - 125 Con anterioridad a esas fechas se construyeron numerosas plantas de biodiesel, pasando de una en 2002 a 38 en 2013, con una capacidad en ese año de casi 4,5 millones de toneladas de producción. *Vid.* Espejo Marín et al. (2016).
 - 126 *Vid.* COM (2020) 301 final, p.2.
 - 127 IEA (2024c), p.82.

- 128 En Europa, en ocasiones se utiliza como cifra de referencia para el hidrógeno gris 1 euro/kg H₂.
- 129 *Technology Readiness Level*.
- 130 Al respecto puede verse Krümpelmann, S. et al. (2024).
- 131 La descripción en detalle de estos aspectos y el examen del acto delegado adoptado por la Comisión Europea en relación con los aspectos citados puede verse en Silván Ochoa, P. (2023).
- 132 *Vid.* COM (2025c) 85 final.
- 133 Este apartado sigue a Concawe (2024). La misma fuente cita la planta de metanol sintético de George Olah en Islandia, de 4.000t/año, p. 7.
- 134 *Methanol to Gasoline*.
- 135 Una descripción de las tecnologías y la situación de los proyectos puede verse en Concawe (2024).
- 136 Salvo el e-OME3-5.
- 137 *Vid.* Concawe (2024), p.XX.
- 138 *Vid.* Concawe (2019a), p.8.
- 139 *Vid.* Ramasary, A. (2025), p.19. El análisis de sensibilidades también puede verse en Concawe (2024).
- 140 *Op. cit.*, pp. 8 y 17.
- 141 En Álvarez Pelegry, E. (2025b) pueden verse, en el ámbito de la energía y la minería, del papel de la ingeniería.
- 142 Silva Suarez, M. (2013), p. 23.
- 143 Los TRL (*Technology Readiness Level*), ya citados en varias ocasiones, van desde el nivel 1 y 2 principios básicos y formulación del concepto de tecnología al TRL 9: sistema real probado en entorno competitivo.
- 144 Esta visión de la ingeniería ha sido tratada en detalle en Crawley, E. F. et al. (2007).
- 145 Estos textos, siguen en gran parte, en ocasiones literalmente, a Álvarez Pelegry, E. (2025a).
- 146 Para las referencias a los tres documentos; *Vid.* nota 18.
- 147 Es oportuna la diferencia entre ventajas comparativas y competitivas y el análisis de costes de la energía en la competitividad de la industria. *Vid.* Álvarez Pelegry, E. (2025a), pp. 332-334, para un examen de aquellas.
- 148 COM (2025b) 79 final.
- 149 *Vid.* Álvarez Pelegry, E. (2025a), pp. 334-337.
- 150 *Carbon Border Adjustment Mechanism*.
- 151 *Engineering, Procurement and Construction*.
- 152 *Vid. op. cit.*, p.15.
- 153 Stearns, P.N. (2021). Traducido por el autor en pp. 8, 9 y 11.
- 154 Otro tema más amplio que no abordamos aquí, son las implicaciones que otros cambios tecnológicos o sociales pueden tener para poder considerarse como revoluciones industriales.
- 155 COM (2021) 350.
- 156 SWD (2021b) 353 final.
- 157 *Vid.* Moreno-Torres Gálvez, A. (2021), p.149.
- 158 COM (2023) 161 final, SWD (2023a) 68, y Parlamento Europeo, Consejo (2024b).

- 159 COM (2025c) 85 final.
- 160 *Op. cit.*, pp. 38-43.
- 161 Parlamento Europeo, Consejo (2024b).
- 162 *Vid.* IEA (2022b), IEA (2023c).
- 163 Se listan 19 tecnologías, y se incluyen p.ej. las de energía nuclear de fisión. *Vid.* Art. 4.
- 164 *Vid.* COM (2023a) 161 final, pp.17 y 18.
- 165 *Vid.* COM (2023a) 161 final, p. 10.
- 166 Las referencias de Velasco, R. (2014) a los tres autores que cita, no se incluyen en las referencias bibliográficas.
- 167 *Vid. op.cit.*, p.10.
- 168 *Vid. op.cit.*, p.87.
- 169 *Vid. op.cit.*, p.296. El estudio no parece tener en cuenta todas las posibilidades de utilización de energía residual para la producción de electricidad, o las dificultades para incorporar hornos eléctricos.
- 170 Fitzgibbon, T. et al. (2022).
- 171 *Vid. op.cit.*, pp. 215-262.
- 172 Otra identificación de rutas tecnológicas puede verse en SWD (2021b) 353, final; en la que también se indican las estimaciones de costes para las mismas, superiores a las de las operaciones existentes.
- 173 *Vid. op.cit.*, pp.245-252, para mayor detalle de emisiones según procesos y tecnologías.
- 174 *Vid. op. cit.*, p. 227 donde se pueden ver los porcentajes de producción por arco eléctrico en diferentes regiones del mundo.
- 175 Concepto ligado a la denominación de la NZIA.
- 176 Una interesante explicación del proceso puede verse en un video de la web de HYBRIT, que describe las instalaciones básicas de la planta piloto *in situ*.
- 177 Lo que sigue recoge algunos aspectos del trabajo citado.
- 178 CAETS (2023), pp.169-214.
- 179 *Vid. op. cit.*, p.184.
- 180 Traducción del autor de CAETS (2023), p.196.
- 181 *Vid. op. cit.*, p.7.
- 182 DNV (2025), pp. 20-21.
- 183 Al respecto es de gran interés el informe de IVA (2024). Para España puede verse la economía de la industria y el examen de clústeres en Álvarez Pelegrý, E. y Blanco Álvarez, F. (Coord.) (2023), pp.139-164.
- 184 Smil (2024), cita como los cuatro pilares de la civilización moderna: el cemento, hierro primario, plásticos y amoniaco. *Op. cit.*, p.36.
- 185 *Vid.* Álvarez Pelegrý, E. (2020b), p.80.
- 186 AEE (2024).
- 187 *Vid.* AEE (2024), p.18.
- 188 *Vid.* UNEF (2024), Red Eléctrica (2024) y Foro Nuclear (2024). Hay ligeras diferencias según las fuentes de UNEF, Red Eléctrica y Foro Nuclear, que no afectan a las consideraciones que se hacen.
- 189 *Vid.* Álvarez Pelegrý, E. (2020b), p. 80.

- 190 APPA (2024), pp. 16 y 25.
- 191 *Vid.* UNEF (2024), p.46.
- 192 *Vid.* Fabra N., et al. (2025), p.4.
- 193 *Vid.* MITECO (2024), pp. 476 y 480. Sería de interés actualizar el modelo con los datos de inversiones y empleos de 2021 a 2024 en las renovables e hidrógeno; y las actualizaciones de las previsiones a 2030; así como ampliar los parámetros sobre los que se lleva a cabo el análisis de sensibilidad.
- 194 A este respecto Álvarez Pelegrý, E. (2020b) llevó a cabo una serie de cálculos y estimaciones y aporta algunos datos sobre los efectos de las centrales de carbón y las nucleares, en algunos casos, con revisión de la literatura existente.
- 195 No es de un interés menor el análisis de la productividad de las tecnologías renovables, y su relación con otras (existentes y “tradicionales”).
- 196 En el apartado V. 5 se han discutido algunos factores que podrían explicar esta situación.
- 197 DOUE (2021).
- 198 La Ley europea de cambio climático y el Acuerdo de París, utilizan la palabra antropógena. Con cierta frecuencia, se utiliza también la palabra antrópico y antropogénico. Antrópico está en diccionario de la RAE y de la RAI. Antropogénico solo en el diccionario de la RAI. Aquí utilizaremos indistintamente estas palabras.
- 199 Los datos son, para España, de años recientes. Los porcentajes están redondeados y no corresponden necesariamente con los valores originales. Un detalle exhaustivo de los gases GEI, puede verse en el anexo V, parte 2 del Reglamento 2018/1999.
- 200 DOUE (2024), art. 2.
- 201 A este respecto podemos pensar en una de las C del programa de disminución de emisiones de Oficemen, al que no hemos referido en el capítulo VI.
- 202 Shell (2025).
- 203 No debe olvidarse el crecimiento del consumo de materia prima para la petroquímica que, en los últimos años ha crecido con tasas de dos dígitos.
- 204 Estas referencias provienen de Shell.
- 205 World Energy Council (2024).
- 206 Lo que aquí se indica sobre los escenarios de la AIE, sigue, fundamentalmente IEA (2024a).
- 207 Una ilustración gráfica del modelo de la AIE para los escenarios puede verse en IEA (2024a), p.13.
- 208 En este sentido conviene recordar que el horizonte utilizado por el IPCC es el año 2100.
- 209 Los escenarios anteriores se basaban en los escenarios de referencia de los años noventa (SRES por sus siglas en inglés). Posteriormente se desarrollaron los *Representative Concentration Pathway* hasta llegar a los actuales SSP. Al respecto puede verse Hausfather, Z. (2018).
- 210 Una descripción de cada una de estas rutas puede verse en Hausfather, Z. (2018).
- 211 No entramos aquí a examinar el tema de los modelos. El lector interesado puede ver IPPC (2022), annex III, pp.1843 - 1869.
- 212 Véase figura del artículo de Hausfather, Z. (2018).

ANEXOS

Anexo 1. ¿Qué significa la neutralidad climática?

El artículo 1 de la Ley Europea de Cambio Climático establece, como hemos visto, un objetivo vinculante de neutralidad climática en la UE al 2050. Dicha “ley”¹⁹⁷ se aplica a las emisiones antropógenas¹⁹⁸ por las fuentes y absorciones por los sumideros de los gases de efecto invernadero que figuran en el anexo V del Reglamento UE 2018/1999.

La neutralidad climática supone un equilibrio entre la cantidad de GEI que se emiten y los que se retiran por diferentes vías, bien mediante la absorción en los sumideros naturales de carbono o mediante la captura de CO₂ de fuentes cuyo origen pueda estar en procesos industriales u otros, o bien directamente de la atmósfera; y su posterior almacenamiento o uso. Más abajo utilizaremos algunas definiciones adicionales para precisar o matizar algunos conceptos.

Se trata, por tanto, de un balance entre emisiones y absorciones, es decir las emisiones deducidas las absorciones; o emisiones netas cuyo objetivo es que sen cero antes o en el 2050. Por tanto, se puede hablar también de cero emisiones netas (*Net Zero Emissions* en la expresión en inglés).

Ahora bien, cuando en este contexto se hace referencia a emisiones, se trata de emisiones antropógenas, es decir las que son consecuencia de la actividad humana. De ahí que la definición de cero emisiones netas o *Net Zero Emissions* se consiguen cuando las emisiones antropógenas se equilibran globalmente por las que se retiran en un determinado periodo de tiempo.

Los GEI incluyen varios gases, siendo el más importante el CO₂. En España este contribuye con un 80,7 %, siendo el resto de GEI, el metano (CH₄), 11,9 %, el óxido nitroso 5,6 % y los gases fluorados 1,8 %¹⁹⁹.

Por lo anterior, no se debe hablar solo de CO₂ sino de emisiones de gases de efecto invernadero o GEI en términos de CO₂ equivalente, que es el resultado de multiplicar las emisiones de cada GEI por su potencial de calentamiento global (PCG). Para un periodo de 100 años el PCG del metano es 21 y el del óxido nitroso 310. Es decir, la forma de homogeneizar las emisiones a la atmósfera es utilizar el CO₂ equivalente,

que es la unidad que en general hemos utilizado en este discurso, aunque en ocasiones es también habitual referirse únicamente a las emisiones de CO₂ en toneladas (t), millones de toneladas (Mt) o miles de millones (Gt).

De esta manera cuando se dice que Europa aspira a ser climáticamente neutra se ha de considerar el conjunto de emisiones de los países de la Unión Europea y calcular las emisiones totales o brutas de GEI o de CO₂ equivalente y restar o sustraer las absorciones (emisiones que se retiran de la atmósfera por lo que absorben los sumideros naturales o que se capturan y extraen de la atmósfera y se almacenan).

Llegados a este punto, conviene precisar lo que se entiende por absorciones. Para ello seguiremos DOUE (2024). Por absorción de carbono se entiende “la absorción antropogénica de carbono de la atmósfera y su almacenamiento duradero en depósitos geológicos, terrestres u oceánicos, o en productos duraderos”²⁰⁰.

En este sentido, y siguiendo la misma fuente se entiende por “absorción permanente de carbono, toda práctica o proceso que, en circunstancias normales y utilizando prácticas de gestión adecuadas, captura y almacena carbono atmosférico o biogénico durante varios siglos, incluido el carbono químicamente fijado de forma permanente a productos, y que no se combina con la recuperación mejorada de hidrocarburos”. Es decir que el CO₂ utilizado en las operaciones petroleras para mejorar el rendimiento de la producción no cuenta como absorciones.

El almacenamiento de carbono en productos es “toda práctica o proceso que captura y almacena carbono atmosférico o biogénico durante al menos treinta y cinco años en productos duraderos, que permite el seguimiento *in situ* del carbono almacenado y que se certifica durante todo el período de seguimiento”²⁰¹.

Finalmente, otra definición de interés es la que el Reglamento denomina “carbonocultura”, que es “toda práctica o proceso efectuado durante un período de actividad de al menos cinco años, relacionado con la gestión del entorno terrestre o costero y que conlleva la captura y el almacenamiento temporal de carbono atmosférico o biogénico en almacenes de carbono biogénico o la reducción de emisiones del suelo”.

A mi entender es en esta definición donde se incluirían los sumideros que capturen carbono mediante (LULUCF por sus siglas en inglés *Land Use, Land Use Change and Forestry*), es decir uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y silvicultura.

Para terminar este apartado es de interés reseñar que a la hora de contribuir a la neutralidad climática y la reducción de emisiones de GEI, es importante considerar el alcance de las emisiones en cuanto al origen directo o indirecto de las mismas.

El alcance directo sería el de las emisiones que la actividad de una empresa, una fábrica o una actividad (i.e. el transporte), o un sector (los comercios o los hospitales o el denominado sector terciario) emiten directamente como consecuencia de su actividad propia y que incluye las emisiones y absorciones que proceden de fuentes que posee o controla el sujeto que genera la actividad. Éstas, de acuerdo con la normativa Norma ISO 14064-1:2012, serían lo que se denomina alcance 1.

Pero también hay que considerar las emisiones asociadas a formas de energía secundaria como el vapor o la electricidad, que hayan sido generadas fuera de los límites de la instalación que físicamente tienen lugar en la planta en la que se producen y que no se encuentra en las instalaciones propias del sujeto. Es lo que la normativa denomina alcance 2 o emisiones indirectas.

Existen también otras emisiones indirectas relacionadas o ligadas a la actividad como pueden ser las derivadas de la adquisición de materiales y combustibles, el tratamiento de residuos, las compras externalizadas, la venta de bienes y servicios y las actividades relacionadas con el transporte de una flota que no se encuentra dentro de los límites de la organización.

En otras palabras, en un enfoque integrador y considerando que el problema del cambio climático es global, los cálculos y las comparaciones deberían ir más allá de las emisiones directas y considerar las indirectas, es decir las que son consecuencia también de la producción de los bienes y servicios que la actividad de una empresa o de un sector generan. Aunque no tengan lugar dentro de los límites de la instalación.

Anexo 2. Escenarios. Algunos planteamientos generales

Shell es reconocido por haber diseñado y puesto en marcha el concepto de escenarios con un enfoque abierto que incorpora supuestos y perspectivas de futuro. Para ello parte de mega tendencias y de los factores que implican cambios para el futuro, teniendo en cuenta la incertidumbre y la complejidad.

En los escenarios se analizan diferentes supuestos y casos que se soportan con datos y con modelizaciones considerando la interacción de agentes, los diferentes países, y el papel de la política, la tecnología y la economía. El horizonte temporal puede ser a medio o a largo plazo.

Con ellos, se trata de explorar y de evaluar con rigor, “futuros” que sean igualmente plausibles, y que constituyan una exploración de cómo puede evolucionar el mundo bajo un conjunto de hipótesis o supuestos. Para ello se utilizan datos, modelos y la opinión de expertos. No son una bola de cristal que nos diga cómo va a ser el futuro, ni prejuzgan ningún escenario.

En uno de los últimos escenarios se examinó el impacto de la inteligencia artificial (IA) sobre el crecimiento económico y la demanda de energía y en uno de ellos se incorporó uno de carácter normativo: es decir un escenario que nos informa sobre lo que habría que hacer para el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París²⁰².

Este aspecto es de interés, ya que algunos escenarios de la AIE tienen ese carácter normativo. Se parte desde los objetivos de futuro y se va retrocediendo hasta el presente viendo qué rutas, estrategias; y qué conjunto de políticas y tecnologías se pueden utilizar para lograr limitar la temperatura media del planeta en el futuro.

En el escenario al que nos hemos referido sobre IA, entre las conclusiones se pueden destacar que la inteligencia artificial traerá cambios sociales y que será un elemento catalizador del crecimiento económico. La demanda de energía global crecerá consecuencia del incremento de la población y la prosperidad, económica, así como que el petróleo y el gas continuarán siendo energías²⁰³ muy relevantes, y se seguirán necesitando inversiones en esos sectores.

Por otra parte, habrá un desarrollo importante de tecnologías modulares y la electrificación tendrá como soporte la energía nuclear y las renovables. Pero para disminuir las emisiones serán también necesarios los biocombustibles, el hidrógeno y la captura y el almacenamiento de CO₂, subsectores que crecerán muy fuertemente hacia mediados de este siglo. En cuanto a las emisiones de CO₂ es probable que el pico se produzca dentro de una década y es posible que se consigan las emisiones netas cero, pero con la incertidumbre de cuándo podría producirse. El método de los escenarios de Shell se lleva a cabo también para diferentes países y así, se ha realizado por ejemplo para Alemania.

Los primeros escenarios de Shell se realizaron a comienzos de la década de los setenta, y en 1973 tuvo lugar la primera crisis del petróleo que estaba considerada en uno de los escenarios. En dichos escenarios y, según pasaban las décadas, se han ido poniendo de relieve tendencias relevantes como la segunda crisis del petróleo de los setenta, el declive y eventual colapso de la Unión Soviética en los ochenta, el fuerte aumento de la preocupación medioambiental ligada al CO₂ en los noventa y las dinámicas de la recesión económica y recuperación en la primera década del 2000²⁰⁴.

Un planteamiento similar en la elaboración de escenarios es el que lleva a cabo el WEC²⁰⁵, que con frecuencia denomina con expresiones que tratan de representar la idea fundamental que subyace en cada escenario. Este enfoque es similar en los escenarios de Shell, que en los años 2020/2021 utilizaban las expresiones de olas, islas o cielo y en el WEC de rocas y ríos. Con anterioridad el WEC utilizaba dos escenarios caracterizados como jazz y sinfonía.

Los principales parámetros de los escenarios están lógicamente identificados y los nombres tratan de capturar las características más definitorias de los mismos; por ejemplo, respecto al enfoque de la geopolítica mundial o la penetración y despliegue de nuevas tecnologías o el grado de importancia de ciertos tipos de energías.

La AIE, lleva también muchos años publicando escenarios energéticos²⁰⁶. Desde 1993, el enfoque de los escenarios y los modelos ha ido evolucionando. En primer lugar, fue el modelo de energía global o mundial (WEM, por sus siglas en inglés). Diez años más tarde fue el modelo de las perspectivas tecnológicas energéticas (modelo ETP). Más recientemente,

la agencia ha desarrollado el modelo global energía y clima (GEC por sus siglas en inglés) que utiliza para elaborar escenarios detallados por sectores y regiones (27), con el criterio de abajo a arriba *bottom up*, que luego integra para dar resultados globales o del mundo.

En energía considera por el lado de la demanda diferentes sectores (i.e. industria, transporte, edificios, agricultura). En la transformación de la energía cubre la generación eléctrica y la producción de calor, las refinerías, la producción de biocombustibles e hidrógeno, los combustibles basados en el hidrógeno, así como los sistemas de transporte y distribución de energía, y almacenamiento. El suministro de energía comprende la exploración de combustibles fósiles, su producción y comercio, y las energías renovables. La agencia señala que es un modelo que utiliza de forma intensiva muchos datos cubriendo el sistema energético mundial.

Lo que pretende el modelo es obtener una serie de resultados o “productos” relativos a: a) las perspectivas energéticas regionales y mundiales sobre demanda, oferta o suministros, balances energéticos, comercio de energía por sectores y por combustibles; para diferentes horizontes temporales, b) las implicaciones medioambientales del uso de energía, c) los efectos de las acciones o actuaciones políticas (las *policies*) y los cambios tecnológicos sobre la demanda, la oferta, el comercio, las inversiones y las emisiones, d) las inversiones en el sector energético, e) el acceso a los suministros modernos o comerciales de la energía, y f) el empleo o el uso de la energía.

Cada escenario se basa en una serie de supuestos o hipótesis, entre otros, sobre precios de las energías primarias y del CO₂. El modelo de la AIE examina fundamentalmente tres escenarios. El primero supone que las actuales políticas que tienen rango legal o normativo, o que se encuentran en ejecución o están vigentes (i.e. leyes o en las declaraciones de las contribuciones nacionales, las NDC); para cumplir con el acuerdo de París, se cumplen. Es el denominado escenario STEPS por sus siglas en inglés *STated Energy Policies Scenario*.

El segundo incorpora los compromisos de gobiernos y empresas que se han comunicado públicamente, e incluyen los objetivos anunciados para diferentes horizontes temporales. Es el denominado APS, por sus siglas en inglés *Announced Pledges Scenario*.

El tercero identifica la ruta o el camino para lograr que el sector, la región o el mundo consiga las emisiones netas cero en el año 2050 (NZE por sus siglas en inglés). En todos los escenarios la fecha de referencia para identificar las normativas vigentes o los compromisos anunciados es agosto de 2024. Asimismo la AIE desde finales de la década pasada ha considerado también el escenario *Sustainable Development Scenario*, que incorpora como objetivos, además de los climáticos, el acceso universal a la energía y el aire limpio.

Como es habitual, se indica el descargo de responsabilidad (*disclaimer*) de que los escenarios no son predicciones, por lo que las visiones y los resultados previsiblemente o probablemente no serán los que encontremos en el futuro. Más bien se deberían de utilizar para comparar posibles versiones del futuro que permitan comprender y entender mejor los factores y las palancas que determinan los resultados que se obtienen en los mismos²⁰⁷.

Un horizonte necesario es el de 2050, aunque también se van utilizando los años 2060 y 2070²⁰⁸. Si bien estos escenarios están elaborados sobre la base de determinadas hipótesis y supuestos, sean de precios de la energía u otros, y se utilicen modelos, podría decirse que es el de NZE el escenario que podemos denominar normativo o finalista; ya que va desde el futuro hacia el presente y nos indica la estructura energética, las tecnologías o los tipos de energía que permitirían lograr el objetivo de neutralidad climática en 2050. Naturalmente en función de los precios de las diferentes fuentes de energía o del CO₂ o de los costes de las tecnologías, y de la diferente penetración y desarrollo de estas, resultan estructuras energéticas o *mix* energéticos diferentes.

IRENA, la agencia internacional de energías renovables señalaba recientemente (IRENA, 2024), que las perspectivas de la transición energética mundial permiten tener una visión de la transición y del paisaje energético reflejando los objetivos del Acuerdo de París, y presentando dos caminos para limitar el incremento de la temperatura global a 1,5 °C, disminuyendo las emisiones netas de CO₂ a cero para mediados de este siglo.

En el último informe de evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2022) del grupo de trabajo III sobre mitigación

del cambio climático, se refleja en un extenso anexo III, la explicación detallada y las referencias bibliográficas sobre escenarios y métodos de modelización.

En cuanto a los escenarios los describe como futuros desarrollos alternativos que se utilizan para explorar sus potenciales implicaciones y cómo pueden depender de líneas de acción alternativas. Añade que son particularmente útiles en el contexto de profundas incertidumbres; señala que los escenarios dependen de hipótesis externas y que se pueden explorar posibles resultados bajo diferentes supuestos o hipótesis.

El mismo documento añade que los escenarios sobre cambio climático se pueden desarrollar con varias finalidades. En primer lugar, para ver el futuro del cambio climático a partir de una cadena de hechos causales como los desarrollos socioeconómicos, la evolución de la energía y el uso de la tierra, las emisiones de GEI, los cambios en la composición atmosférica de los GEI, los cambios en la temperatura y en las pautas de precipitaciones, así como los impactos biofísicos del cambio climático y finalmente, los impactos socioeconómicos.

En segundo lugar, los escenarios pueden tener como finalidad explorar caminos hacia los objetivos climáticos a largo plazo. En tercer y cuarto lugar, para incorporar e integrar conocimiento y análisis; y para informar a la sociedad.

Es de interés, en el contexto de este discurso señalar las diferencias en el uso de los escenarios; entre la de visualizar el futuro, sobre la base de un conjunto de hipótesis y supuestos; y la de explorar caminos para el logro de los objetivos climáticos.

Si los escenarios se construyen a partir de un conjunto de hipótesis tiene un lógico interés conocerlas. En este sentido conviene decir que, en la actualidad, se basan en el concepto de caminos socioeconómicos compartidos (SSP por sus siglas en inglés)²⁰⁹.

Las hipótesis subyacentes en las cinco rutas que se consideran varían en el peso que se atribuye en cada uno de ellos entre mitigación y adaptación al cambio climático. Por otra parte, las variables subyacentes son: a) las socioeconómicas (crecimiento de la población y del PIB mundial), b) las consideraciones de eficiencia, en cuanto que se contempla conseguir resultados al mínimo coste o con eficiencia económica. c) la disponibilidad de las tecnologías y sus costes, y d) los objetivos de cambio climático, en

cuanto a la disminución de emisiones, (utilizando parámetros como la concentración de emisiones en la atmosfera o las temperaturas medias globales).

Finalmente, y no menos importante, están las hipótesis relativas a las políticas que, en general, incluyen una combinación de regulaciones, estándares y subvenciones, y se tiene en cuenta si las medidas son regionales y tienen carácter diferente según las zonas y, por tanto, están fragmentadas o están armonizadas globalmente.

Tanto por la descripción de las sendas socioeconómicas compartidas, como por los resultados que se obtienen, según las hipótesis utilizando los modelos de aplicación, la literatura se refiere a que los distintos caminos tienen diferentes narrativas o responden a “historias” (en un sentido más bien literario). Esta idea recuerda a lo que ya hemos indicado para los escenarios de Shell o del WEC.

Las diferentes narrativas serían, en su enunciado las siguientes. SSP1: Cogiendo la ruta verde; SSP 2: La carretera de en medio; SSP 3: Rivalidad regional; SSP 4: Desigualdad. Un mundo dividido (*A road divided*), SSP 5: Desarrollo de combustibles fósiles²¹⁰.

Los resultados de aplicar a estas narrativas²¹¹ los modelos integrados, dan como resultado, entre otros, combinaciones de diferentes de emisiones de GEI, de incremento de temperaturas y de la estructura o *mix* de combustibles²¹².

Anexo 3. Energía primaria, final y estructura de generación. España (1973-2023)

Tabla I.A. Evolución de la energía bruta disponible para consumo (ktep)

	Carbón	Petróleo	Gás natural	Renovables	Nuclear	Residuos no renovables	Total
1973	9.875	39.455	794	2.489	1.705		54.318
1980	13.337	50.070	1.567	2.544	1.351		68.869
1990	19.289	47.610	4.970	6.222	13.999	60,9	92.151
2000	20.940	70.448	15.219	6.813	16.046	189,5	129.655
2010	7.281	69.341	31.129	15.044	16.135	322	139.252
2015	13.583	59.961	24.543	17.008	14.903	414	130.412
2020	3.100	55.723	27.936	19.090	15.174	540	121.563
2023	2.768	60.095	25.342	22.447	14.778	500	125.930

Fuente: elaboración propia a partir de MITECO (2002): La Energía en España 2001. Datos 1973-1980, p.181; MITECO (2022b): La Energía en España 2020, p.128 e IDAE (2023). Balance energético de España 1990-2023, para el período 2000-2023.

Nota 1: A lo largo del tiempo, se ha pasado de denominar Petrleo a Productos petrolíferos. Hidráulica a renovables. Además, se han incluido los residuos no renovables y el saldo eléctrico.

Nota 2: A partir de 2015, el Balance energético del IDAE incluye en los totales del consumo de energía primaria las importaciones de electricidad. En total, en 2015, estas ascendieron a 0,011436 ktep y, en 2023, a 1.200 ktep.

Nota 3: El máximo de energía bruta disponible se dio en 2007 con 155.342 ktep, dato que en la tabla al reflejar los datos cada 5 años no figura.

Tabla I.B. Evolución de la energía bruta disponible para consumo (ktep y porcentaje)

	Carbón + Petróleo + Gas natural		Renovables		Nuclear		Total
1973	50.124	92	2.489	5	1.705	3	54.318
1980	64.974	94	2.544	4	1.351	2	68.869
1990	71.870	78	6.222	7	13.999	15	92.090
2000	106.607	82	6.813	5	16.046	12	129.465
2010	107.751	78	15.044	11	16.135	12	138.930
2015	98.087	75	17.008	13	14.903	11	129.998
2020	86.759	72	19.090	16	15.174	13	121.023
2023	88.205	70	22.447	18	14.778	12	125.430

Fuente: elaboración propia a partir de MITECO: (2002). La energía en España 2001. Datos 1973-1980, p. 181; MITECO: (2022b): La energía en España 2020, p. 128 e IDAE (2023). Balance energético de España 1990-2023, para el período 2000-2023.

Nota: Los porcentajes pueden no sumar 100 debido a redondeos o a no incluir la columna de saldo en el cálculo de los porcentajes finales.

Tabla II.A. Evolución del consumo de energía final (ktep y porcentaje)

	Carbón		Productos Petrolíferos		Gas natural		Electricidad		Renovables y Biocombustibles		Residuos		Total
1973	4.029	10	30.333	75	763	2	5.124	13					40.249
1980	3.504	7	37.757	75	1.220	2	7.748	15					50.229
1990	2.230	4	33.055	61	3.950	7	10.817	20	3.933	7			53.985
2000	806	1	43.719	58	11.819	16	16.205	21	3.467	5			76.016
2010	526	1	43.906	52	14.353	17	21.049	25	5.363	6			85.197
2015	432	1	36.718	48	13.642	18	19.952	26	5.680	7	164	0,2	76.588
2020	343	0	32.557	45	14.615	20	18.887	26	6.471	9	193	0,3	73.066
2023	374	0	37.138	48	12.846	17	19.146	25	7.854	10	213	0,3	77.571

Fuente: elaboración propia a partir de MITECO (2002): La Energía en España 2001. Datos 1973-2000, p.181; MITECO (2022b): La Energía en España 2020, p.128 e IDAE (2023): Balance energético de España 1990-2023, para el período 2000-2023.

Nota: Puede haber diferencias en los datos actualizados del IDAE (2023) respecto a datos de versiones anteriores, particularmente en el caso de los productos petrolíferos.

Tabla II.B. Evolución del consumo de energía final (ktep y porcentaje)

	Carbón + Productos petrolíferos + Gas		Electricidad		Renovables, Biocombustibles y Residuos	Total
1973	35.125	87	5.124	13	0	40.249
1980	42.481	85	7.748	15	0	50.229
1990	39.235	73	10.817	20	3.933	53.985
2000	56.344	74	16.205	21	3.467	76.016
2010	58.785	69	21.049	25	5.363	85.197
2015	50.792	66	19.952	26	5.844	76.588
2020	47.515	65	18.887	26	6.664	73.066
2023	50.358	65	19.146	25	8.067	77.571

Fuente: elaboración propia basado en MITECO (2002); La energía en España 2001. Datos 1973-2000. MITECO (2022b); La energía en España 2020. Datos 2000-2020, p. 45 e IDAE (2023); Balance energético de España 1990-2023, para el período 2000-2023.

Nota: En el informe de 2020 no figura Petróleo sino Productos petrolíferos. No figura hidráulica pero sí renovables. Figuran los residuos no renovables y el saldo como saldo eléctrico.

Tabla III.A. Parámetros para la estimación de la identidad de Kaya en España (1973-2023)

	1973	1980	1990	2000	2010	2015	2020	2023
PIB (Meuros)		159.100	401.686	647.569	1.077.145	1.087.112	1.129.214	1.498.324
PIB per cápita (Meuros/Millones de habitantes)		4.271	10.331	15.970	23.130	23.440	23.850	30.970
Emissiones GEI (ktCO ₂ e)			286.600	381.900	353.600	331.900	269.800	270.000
Población (Millones de habitantes a finales de año)	35,2	38,1	38,9	40,7	46,7	46,4	47,4	48,6
Energía primaria-EP (ktep)	54.318	68.869	92.151	129.655	139.252	130.412	121.563	125.930
Energía final-EF (ktep)	40.249	50.229	53.985	76.016	85.197	76.588	73.066	77.571

Fuente: elaboración propia a partir de para el PIB y el PIB per cápita de Expansión (2025); Datosmacro.com y para las emisiones de la EEA (2024b); EEA greenhouse gases-data viewer.

Nota: Las emisiones de GEI son las emisiones brutas. Si se restan las absorciones asociadas a LULUCF, se llegaría a las emisiones netas.

Tabla III.B. Resultados del cálculo de la identidad de Kaya en España (1973-2023)

	1973	1980	1990	2000	2010	2015	2020	2023
Intensidad en emisiones GEI/EP (ktCO ₂ e/ktep)			3,110	2,946	2,539	2,545	2,219	2,144
EP (ktep) / EF (ktep)	1,350	1,371	1,707	1,706	1,634	1,703	1,664	1,623
Intensidad energética EF/PIB (ktep / Meuros)		0,316	0,134	0,117	0,079	0,070	0,065	0,052
Intensidad energética EF/PIB (tep / Meuros)		315,707	134,396	117,387	79,095	70,451	64,705	51,772
PIB/habitante (Meuros/Millones de habitantes)		4.271	10.331	15.970	23.130	23.440	23.850	30.970
Población (Millones de habitantes)	35,2	38,1	38,9	40,7	46,7	46,4	47,4	48,6
Emisiones (ktCO ₂ e) Kaya			286.735	383.321	354.593	332.054	270.105	271.229

Fuente: elaboración propia

Nota: tep=toneladas equivalentes de petróleo; tCO₂e=toneladas de CO₂ equivalente (toneladas de GEI expresadas en términos de CO₂); M=millones; k=miles; EP=energía primaria; EF=energía final.

Tabla IV. Evolución de la potencia eléctrica instalada nacional (1975-2023) (MW y porcentajes)

	1975		1980		1990		2000		2010		2015		2020		2023	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	11.953	47	13.576	44	16.221	39	16.728	33	17.107	17	20.325	19	20.440	18	20.439	15
Nuclear	1.120	4	1.120	4	7.329	18	7.667	15	7.515	7	7.573	7	7.117	6	7.117	5
Carbón	12.393	49	16.447	53	10.243	25	11.041	22	11.342	11	10.938	10	5.733	5	2.061	2
Fuel+gas		0		0	7.259	17	7.521	15	4.698	5	2.490	2	2.409	2	2.408	2
Ciclo combinado (1)		0		0		0		0	26.573	26	26.670	25	26.250	24	26.250	20
Resto hidráulica (2)		0		0	594	1	1.391	3	2.037	2		0		0		0
Eólica		0		0	1	0	1.829	4	19.715	19	23.003	22	27.485	25	32.104	24
Solar fotovoltaica		0		0		0	2	0	3.838	4	4.667	4	11.714	11	32.350	24
Solar térmica		0		0		0	0	0	531	1	2.300	2	2.304	2	2.302	2
Térmica renovable y otros renovables (3)		0		0		0	181	0	821	1	747	1	1.090	1	1.279	1
Térmica no renovables (cogeneración y resto)		0		0	159	0	4.216	8	7.240	7	6.712	6	6.139	6	6.007	5
Residuos		0		0		0	0	0		0	754	1		0		0
Total	25.466	100	31.143	100	41.806	100	50.576	100	101.417	100	106.179	100	110.681	100	132.317	100

Fuente: Elaboración propia a partir de Costa Campi, M.T. (2016). Datos 1975-2015. De 1975 a 2000, datos del sistema peninsular REE (2022); El sistema eléctrico español 2020. Datos 2020 total nacional. Red Eléctrica (2025a): Informe del sistema eléctrico 2024.

Nota 1: Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

Nota 2: Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Nota 3: Otras renovables incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotermia.

Nota 4: En el año 2020 y en el 2024 la hidráulica incluye 3.331 MW de bombeo puro/turbinación de bombeo y 11 MW de hidroeléctrica.

Nota 5: En 2020, en térmicas renovables, cogeneración y resto: cogeneración y residuos no renovables con geotermia renovable y otras renovables incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotermia.

Nota 6: En 2024 en térmica renovable y otras renovables se incluye otras renovables y residuos renovables (1109+170 MW) y en térmicas no renovables, cogeneración y resto 5.881 MW de cogeneración y 426 de residuos no renovables.

Nota 7: Los porcentajes se han redondeado y pueden no sumar 100.

CONTESTACIÓN

Excma. Sra. Dra. Dña. BEATRIZ YOLANDA
MORATILLA SORIA

Exmo. Sr. Presidente de la Real Academia de Doctores de España,
Excmas. Sras. Académicas y Sres Académicos,
Señoras y Señores.

Es para mí un honor llevar a cabo la laudatio y la contestación al discurso del doctor Eloy Ignacio Álvarez Pelegry con motivo de su toma de posesión en esta academia y de su discurso de ingreso en la misma. Lo primero que quiero es darle la enhorabuena por el excelente discurso que nos acaba de dictar.

Conozco al nuevo académico desde hace muchos años y he podido seguir una parte apreciable de su trayectoria en la academia y en la empresa; y me gustaría comenzar resaltando que el nuevo académico ha logrado compaginar una muy destacada actividad académica con una sobresaliente trayectoria profesional en el mundo de la empresa, en ambos casos, fundamentalmente en el ámbito energético.

Comenzando por lo académico es, desde el curso 2021, profesor Ad Honorem en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía (ETSIME), de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), y desde el año 2012 académico de número de la Real Academia de Ingeniería en la que ha contribuido a los trabajos de esta institución como tesorero, secretario general, y presidente de la sección de estudios y dictámenes.

Es doctor ingeniero de minas, con calificación Cum Laude, en el año 1996; y también uno de los primeros ingenieros de minas en tener el título de ingeniero profesional registrado en el año 2013, título que desde entonces ha ido renovando anualmente en base a sus actividades académicas y profesionales.

Obtuvo el doctorado con una tesis, pionera en su tiempo, ya que analizó la relación entre la estructura de mercado eléctrico, la regulación y la conducta de las empresas siguiendo el modelo de Mason y el enfoque de la “industrial organization”. Examinó varios casos en los Estados Unidos y en varios países europeos, estableciendo relaciones entre las condiciones básicas de oferta y demanda, la estructura de mercado y la conducta de las empresas (i.e. precios, inversiones, etc.). Conviene recordar que en esa época el *unbundling*, la liberalización y la introducción de competencia

eran temas novedosos en Europa, y particularmente en España. En el tribunal de tesis estaban académicos bien conocidos como Pedro Rivero, e Ignacio Pérez Arriaga.

Resultado de los trabajos de la tesis, en 1977 se publicó, por Civitas, el libro “Economía Industrial del sector eléctrico: Estructura y regulación”

Ha sido profesor asociado de análisis económico II en la Universidad Complutense de Madrid durante los cursos de 1998 a 1999; y posteriormente en la Escuela de Minas de Madrid (1990-2003), impartiendo economía, en particular microeconomía, y análisis de inversiones.

A este respecto conviene señalar que es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid (año 1998), y en el curso académico 1981-82, ha estudiado en la prestigiosa London School of Economics, obteniendo el título y diploma sobre “Business Studies”, con la calificación de “Merit”.

En el ámbito académico ha tenido un papel relevante en la puesta en marcha de la Cátedra de Energía en la Universidad de Deusto, a través del Instituto Vasco de Competitividad -ORKESTRA-, cátedra que dirigió durante siete años (2000-2017).

Durante ese periodo fue coordinador y coautor de un importante número de libros e informes, entre ellos el de “Gas no Convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios” que analizaba la situación en Europa y los EE. UU., cuando se inició el boom de la producción de este gas en los EE. UU., o “Energía y tributación ambiental”, ambos publicados por Marcial Pons. Así como los libros / informes “The german energy transition (Energiewende)”, Precios de la energía y competitividad industrial”, “El sector energético en Chile, una visión global”, “Calidad del aire. Situación en España y escenarios de futuro” y “The Oil Industry: Challenges and Strategic Responses”

También ha abordado temas como las redes de distribución eléctrica y las redes inteligentes, y puso en marcha el curso sobre redes eléctricas, gas y renovables, habiendo organizado en Bilbao varios congresos sobre temas energéticos, tecnológicos e ingenieriles.

Debo de destacar que ha sido también, director académico del Club Español de la Energía, (1996-2004). Entre otras iniciativas su trabajo contribuyó a revitalizar e impulsar el curso superior de negocio energético, que tenía

un amplio plantel de profesionales del sector energético, en tecnología, economía, regulación y medio ambiente; curso que ha sido un éxito tanto por su estructura y contenido, como por el número de alumnos. En la actualidad, con las lógicas adaptaciones, sigue impartándose.

En el ámbito profesional ha desarrollado una amplia, intensa y dilatada carrera de más de cuarenta años; comenzando en el año 1976 en el campo nuclear, en Electra de Viesgo, como ingeniero de sistemas y procesos tras obtener el título de ingeniero superior de minas, en el año 1975, en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Oviedo.

En 1979 se incorpora a ENAGAS, como ingeniero de proyecto de redes y ramales de distribución para implantar gasoductos en media presión para suministrar gas a diferentes industrias desde el gasoducto principal de Barcelona-Tivisa- Zaragoza.

En el año 1980 la política energética en el gas entra en una cierta indefinición y nuestro académico decide ir a estudiar a la prestigiosa “London School of Economics” tal como hemos mencionado. Su siguiente etapa profesional, tras terminar sus estudios en la “London School of Economics”, tiene lugar como adjunto al director de Carelec, empresa creada por las empresas eléctricas privadas para la contratación de carbón importado, su transporte y el análisis de inversiones internacionales, para suministrar carbón a las centrales térmicas del plan acelerado de centrales carbón, respuesta entonces del gobierno a la segunda crisis del petróleo.

Ha desarrollado la mayor parte de su carrera en la empresa, y en el grupo Unión Fenosa, donde ocupó diversos cargos directivos, en Planificación, Economía y Control; Medio Ambiente, Calidad e I+D; y Combustibles. Ha sido también secretario general de Unión Fenosa Gas.

En el ámbito de la I+D y calidad contribuyó la implantación de sistemas de gestión de calidad y medio ambiente en las diferentes actividades y empresas del grupo, tanto en España como internacional, colaborando para que prácticamente todas las actividades estuviesen auditadas externamente y certificadas; y se implantaron proyectos de mejora. En la I+D contribuyó a rediseñar la estrategia de innovación, alineando los proyectos de I+D y orientándolos a la obtención de resultados, a corto y medio plazo.

Como director de combustibles, unido a su experiencia en el campo del gas y a la búsqueda de gas competitivo para el suministro a los ciclos combinados del grupo, le llevó a participar en la definición de la estrategia de la empresa contribuyendo a la implantación de ésta en la cadena del gas natural licuado (plantas de licuefacción, buques metaneros y plantas de regasificación), a partir de contratos de suministro a largo plazo.

Su trabajo le permitió participar en la elaboración de los planes de negocio y en la búsqueda e incorporación de un socio estratégico internacional a la empresa con la creación de una filial de gas Unión Fenosa Gas; de la que fue secretario general, miembro de la comisión ejecutiva y de su consejo de administración.

También ha sido miembro de consejos de administración de Nueva Generadora del Sur, Reganosa, Generadora Peninsular y administrador único de la planta fotovoltaica Toledo PV, en su momento la de mayor potencia en España.

Todas estas actividades en su amplia y dilatada trayectoria le han consolidado como un profesional de reconocido prestigio en el sector energético

Volviendo a la actividad académica; su espíritu de compaginar la actividad profesional en la empresa con aquella le lleva a escribir, con un compañero de trabajo, el libro “El Gas Natural del yacimiento al consumidor” que publicado por CIE Dossat en 2003, fue en su momento pionero en España. Esta actividad académica relacionada con el gas le ha llevado a la reciente (2022) publicación del trabajo “Demanda y usos del gas en España. Una aproximación a 120 años de historia” publicado en 2022, por Catarata

Ha publicado también trabajos relacionados con la incorporación del vehículo eléctrico en el contexto de la transición energética con la publicación por Springer de “Alternative energies in transport in the context of energy transition” o en sus implicaciones para la demanda de materias primas minerales, que dieron como resultado publicaciones en la revista española “Economía Industrial”

Ha sido editor y coordinador de varios libros. Coeditor del libro “The future of Energy in the Atlantic Basin” en colaboración con la Universidad Johns Hopkins y coordinador de los libros “los retos del sector energético”,

“Hacia una economía baja en carbono”, Energía y tributación ambiental” y del libro homenaje a Luis Adaro y Magro y Jerónimo Ibrán y Mulá” publicado por la Real Academia de Ingeniería.

Consecuencia de los trabajos sobre transición energética y demanda de minerales críticos, es coordinador y coautor de una de sus últimas publicaciones “Las Materias primas minerales en la transición energética en la digitalización. El papel de la minería y la metalurgia”, que analiza en profundidad el asunto desde la cadena de valor de suministro en el marco de la economía circular y la sostenibilidad, examinado también los aspectos económicos e industriales y sugiriendo una serie de recomendaciones. El libro ha sido publicado recientemente (2023) por la Real Academia de Ingeniería. El tema de los minerales para la transición energética lo ha abordado también en conferencias en la universidad, en seminarios y en congresos.

Ha publicado cerca de 100 artículos, unos 30 capítulos de libros, impartido diversos cursos, fundamentalmente sobre temas energéticos (más de 80), e impartido numerosas conferencias. Asimismo, es habitual su participación en congresos, seminarios y mesas redondas (170). Recientemente ha intervenido en la sesión “Energía e industria: Reflexiones sobre el informe Draghi” organizado por esta Real Academia de Doctores de España.

Es notable su actividad en el ámbito de las asociaciones. En su trayectoria profesional ha sido miembro de comités y comisiones entre otras en UNESA, Sedigas y COTEC. Y en el ámbito internacional, en el comité de estudios del Consejo Mundial de la Energía y en IGU.

Es miembro del grupo de energía y cambio climático del Real Instituto Elcano; del comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de Ingeniería de España y del Grupo de Español de Materias Primas Estratégicas/ Críticas (GEMPE/C). En el ámbito internacional es miembro de la comisión de energía de CAETS (International Council of Academies of Engineering and Technological Sciences) entre los trabajos en dicho comité ha copresidido el capítulo sobre el hierro y el acero en el informe de energía de CAETS del año 2022 “Towards Low.GHG Emissions from Energy Use in Selected Sectors”. Asimismo, es miembro de jurado de los premios nacionales de movilidad.

Recientemente ha sido elegido presidente del Consejo Europeo de Academias de Ingeniería, Ciencias Aplicadas, Tecnología e Ingeniería (Euro-CASE), asociación con sede en París, que agrupa a 23 academias de ingeniería y tecnología europeas; y es miembro de su comisión ejecutiva y de su consejo desde el año 2021.

En su discurso de toma de posesión manifiesta que las estrategias y hojas de ruta señalan los caminos a seguir con el objetivo final de la descarbonización de la economía y donde la competitividad de Europa debe cuidarse.

Hace bien el académico de subrayar ese bien buscado final de la descarbonización porque muchas veces se olvida y se confunde el bien buscado con los medios para encontrarlo y así nos encontramos con confundir que el bien sea la descarbonización con que sea 100 % renovable el mix energético, que sería tan solo uno de los posibles caminos para conseguirlo.

Señala también que en los procesos de transición algunos factores cobran más relevancia como la necesidad de cuidar la seguridad energética y económica; las materias primas minerales; las energías y tecnologías emergentes como el biogas, los biocombustibles, el hidrógeno o los combustibles sintéticos y el papel de la ingeniería en los mismos.

Debemos ser conscientes de que existen muchos caminos para abordar la transición energética en función de los diversos escenarios abordados como por ejemplo el Net Zero en 2050, pero lo que toda transición energética debe abordar es el agua, el carbono y las materias primas críticas. Sin materias primas críticas no hay transición energética y esto implica pasar de la dependencia de los combustibles fósiles a la de las materias primas críticas, llevandonos a enfrentar una toma de decisiones éticas que conllevan repensar el concepto de justicia.

¿Es justa la transición energética?

Con los usuarios del sistema energético no porque se nos está dando un nuevo sistema energética bajo la política de hechos consumados.

Con los países donde se extraen las materias primas críticas tampoco ya que prima la hipocresía de que no se quieren extraer en Europa pero si se compran a países donde no se aplican los derechos humanos ni las tecnologías europeas y se mira para otro lado.

Y tampoco es justa con la neutralidad tecnológica, ya que por primera vez se ha incumplido en Europa este concepto con el coche eléctrico, prohibiendo el uso del motor de combustión interna alternativo, no siendo este el que causa la contaminación, sino el combustible que utiliza y como bien dice en su discurso el nuevo académico, ya existen nuevos combustibles sintéticos que evitarían esa contaminación, por tanto la UE no está siendo Justa con esta neutralidad tecnológica.

En el discurso también abarca las implicaciones de la descarbonización en la industria, que son enormes, efectivamente si queremos transitar por la transición energética no podemos obviar la necesaria descarbonización de la industria, ya que no es sólo el mix energético el responsable de la contaminación y el calentamiento global.

El nuevo académico también aborda el tema de las transiciones energéticas, caminando por diferentes escenarios propuestos desde las principales instituciones implicadas.

La Medalla Nº18 que le va a ser impuesta, así como el diploma que le va a ser entregado, le dará disposición a su plaza de Académico de Número. Le expreso nuestro placer, puesto que ha sido recibido con gran afecto y respeto, así como con la esperanza por su colaboración en la Academia para poder construir un futuro energético sostenible y seguro en España.

He dicho.

