

# #60

# Observatorio de Divulgación Financiera



Octubre 2025

Depósito legal: B 21662-2012

DOCUMENTO DE TRABAJO

## La energía nuclear en el marco de la transición energética

Antonio González Jiménez

# 1. Introducción

Desde hace décadas, el desarrollo de las actividades humanas, ligadas al crecimiento económico y social, ha llevado a plantear su efecto sobre el equilibrio global del planeta. Con la revolución industrial y el inicio del consumo intensivo de energía –especialmente fósil–, los ciudadanos de las sociedades que la abordaron mejoraron apreciablemente su nivel de vida. Energía y bienestar han sido, desde entonces, un binomio indicador del grado de desarrollo, al que posteriormente se le ha sumado un nuevo componente, el medioambiental.

En el siglo pasado y tras la Segunda Guerra Mundial, se produjo un incremento exponencial del crecimiento global, y por primera vez se tuvieron evidencias objetivas de las dificultades de la Tierra para metabolizar el impacto de nuestras actuaciones.

Ya en 1972, el profesor del Massachusetts Institute of Technology Dennis L. Meadows, en su informe al Club de Roma Los límites del crecimiento<sup>1</sup>, planteaba los desequilibrios previsibles entre un planeta con límites en su capacidad de proveer a la humanidad las materias primas para satisfacer sus necesidades y una población creciente y con expectativas de mejora en sus condiciones de vida.

Ante la preocupación por el acelerado deterioro del medio ambiente y el rápido consumo de los recursos, la Organización de las Naciones Unidas cogió el testigo de estos análisis y encargó en 1987 a la antigua primera ministra de Noruega, Gro Harlem Brundtland, y a un grupo de expertos la preparación de un informe para establecer una agenda global para el cambio, que se tituló Nuestro futuro común<sup>2</sup>.

La expresión “Desarrollo Sostenible” quedó definida en dicho informe como “aquel que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin

comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas propias”. Al objeto de poder concretar el significado de estos compromisos, se consideró que existían tres dimensiones que debían ser analizadas en este contexto: económica, social y medioambiental. Centrándonos en el ámbito de la energía, es bien conocida la relación existente entre su uso –fundamentalmente la quema de combustibles fósiles–, la emisión de gases de efecto invernadero –principalmente CO<sub>2</sub>– y el cambio climático –uno de los principales asuntos de preocupación de la agenda política mundial–.

El primer paso de la comunidad internacional para abordar la amenaza del cambio climático fue la Convención Marco sobre Cambio Climático de Naciones Unidas<sup>3</sup> (UNFCCC por sus siglas en inglés), que se adoptó en la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro de 1992 y entró en vigor en 1994. El Artículo 2 especificaba el objetivo último: “la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que pueda evitar la peligrosa interferencia antropogénica con el sistema climático”.

La tercera reunión de la Conferencia de las Partes (COP3) adoptó el Protocolo de Kioto a la UNFCCC en 1997, en el que los países industrializados se comprometían a reducir sus emisiones conjuntas de gases de efecto invernadero en al menos un 5,2% en el periodo 2008-2012 respecto a los niveles del año 1990.

Posteriormente, a finales de la década de los 2000, el Consejo Mundial de la Energía<sup>4</sup> acuñó el concepto “Trilema de la energía”. El trilema se refiere a los complejos objetivos que han de afrontarse de forma simultánea para asegurar un suministro energético competitivo, proporcionar acceso universal a la energía y promover la protección del medio ambiente. Contempla tres aspectos fundamentales en la producción y el uso de la energía:

<sup>1</sup> [www.clubofrome.org/publication/the-limits-to-growth/](http://www.clubofrome.org/publication/the-limits-to-growth/)

<sup>2</sup> [www.are.admin.ch/are/en/home/media/publications/sustainable-development/brundtland-report.html](http://www.are.admin.ch/are/en/home/media/publications/sustainable-development/brundtland-report.html)

<sup>3</sup> <https://unfccc.int/process-and-meetings/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change>

<sup>4</sup> [www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-2010-pursuing-sustainability-assessment-of-country-energy-and-climate-policies](http://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-2010-pursuing-sustainability-assessment-of-country-energy-and-climate-policies)

- Seguridad de suministro: entendida como la gestión eficaz del suministro de energía a partir de fuentes nacionales y externas, la suficiencia y fiabilidad de las infraestructuras, y la capacidad de los países y las empresas para satisfacer la demanda actual y futura.
- Equidad social: referida a la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía para toda la población.
- Mitigación del impacto ambiental: mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el fomento de tecnologías limpias para luchar contra el cambio climático.

Para hacer frente a este enorme reto, la comunidad internacional ha aprobado mecanismos y paquetes legislativos para poner en marcha la llamada “Transición

energética”, mediante la adopción de un nuevo modelo energético basado mayoritariamente en tecnologías bajas en carbono que dé respuesta a los efectos adversos del cambio climático –consecución de una economía con nulas emisiones o balance neto cero de gases de efecto invernadero–, a los desafíos de la garantía de suministro –diversificación de fuentes de energía, autonomía estratégica y estabilidad, continuidad y equilibrio en el funcionamiento de los sistemas eléctricos– y a los costes de la producción energética –ya que la energía es un elemento clave para la competitividad de cualquier actividad económica–.

Tal y como veremos en el desarrollo de este trabajo, en dicha transición energética es imprescindible contar con la energía nuclear.

## 2. El papel de la energía nuclear en la reducción de las emisiones CO<sub>2</sub>

Una central nuclear produce energía eléctrica mediante un proceso físico, la fisión del átomo de uranio. Esto significa que en su operación no emite a la atmósfera gases de efecto invernadero ni otros productos de combustión, y tan solo muy bajas emisiones cuando se considera su ciclo completo de vida (fabricación del combustible, construcción de las instalaciones, plazo de operación y desmantelamiento al final de su vida operativa). En cuanto a las torres de refrigeración de las centrales nucleares es importante recordar que sólo emiten vapor de agua.

Siguiendo las cumbres anteriores, en diciembre de 2015 tuvo lugar en París la 21 Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco sobre Cambio Climático de Naciones Unidas. La comunidad internacional, con 195 países participantes, alcanzó un acuerdo universal (Acuerdo de París<sup>5</sup>) para reforzar la respuesta mundial frente a la amenaza del cambio climático.

En esta cumbre se acordó mantener el aumento de la temperatura media mundial a final de siglo muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales e incrementar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático, así como promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Como muestra de ambición, el Acuerdo señalaba que se harían esfuerzos para limitar el incremento a 1,5°C. Nunca un tema de preocupación global como el cambio climático había logrado un consenso tan amplio. De hecho, este Acuerdo se ha considerado como histórico.

El Acuerdo de París es neutro desde el punto de vista tecnológico, por lo que no existe ninguna restricción ni limitación para que los distintos países puedan utilizar en sus cestas energéticas las tecnologías que consideren adecuadas. En este sentido, cada vez más países han

decidido apostar por la energía nuclear, ya que se trata de una fuente masiva de electricidad que no produce gases de efecto invernadero y la consideran como una tecnología necesaria para poder alcanzar los objetivos de reducción de emisiones.

En junio de 2022, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó el informe Nuclear Power and Secure Energy Transitions<sup>6</sup>, en el que indicaba que “la energía nuclear puede ayudar a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y a permitir que los sistemas eléctricos integren mayores proporciones de energía eólica y solar no predecibles”. Y añadía: “la puesta en marcha de sistemas energéticos limpios va a ser más complicado sin la participación de la energía nuclear”.

Ya en mayo de 2021, la AIE había publicado el informe Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector<sup>7</sup>, en el que se describen las condiciones principales -el camino más factible técnicamente y el más asequible y socialmente aceptable- para que el sector energético e industrial global alcance la meta de cero emisiones netas de CO<sub>2</sub> en 2050. Esto es consistente con una probabilidad del 50% de limitar a largo plazo el incremento medio de la temperatura global a 1,5°C.

Según los análisis de la AIE, la energía nuclear contribuirá de manera significativa y aportará una función esencial para las transiciones a un sistema energético de cero emisiones. “En el horizonte 2050 casi un 90% de la generación eléctrica provendrá de fuentes renovables, y solo la energía eólica y fotovoltaica sumarán casi un 70%. La mayor parte del 10% restante se generará con energía nuclear”.

De la misma manera, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático<sup>8</sup> (IPCC por sus siglas en inglés) de Naciones Unidas indica que estabilizar el calentamiento global a 1,5°C requiere un balance cero de emisiones de

<sup>5</sup> <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

<sup>6</sup> [www.iea.org/reports/nuclear-power-and-secure-energy-transitions](http://www.iea.org/reports/nuclear-power-and-secure-energy-transitions)

<sup>7</sup> [www.iea.org/reports/net-zero-by-2050](http://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050)

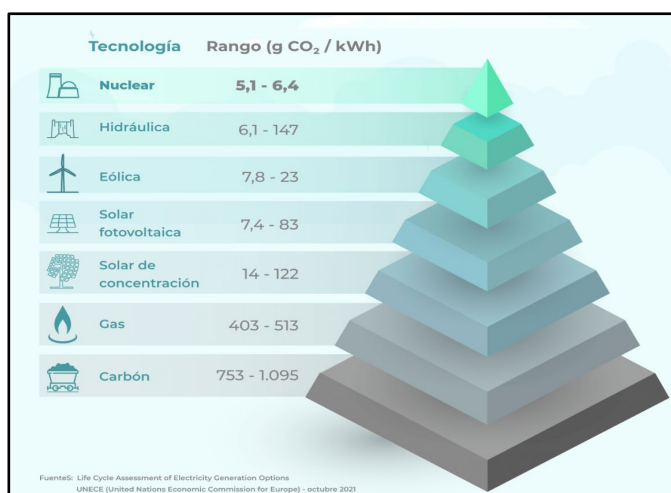
<sup>8</sup> [www.ipcc.ch/sr15/](http://www.ipcc.ch/sr15/)

CO<sub>2</sub> a mediados de este siglo. Para ello, es necesaria una transición energética en la que participen todas las fuentes primarias de energía con bajas o nulas emisiones.

Por su parte, la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa (UNECE por sus siglas en inglés) indicaba en su informe Technology brief: nuclear power<sup>9</sup> de agosto de 2021 que en los últimos cincuenta años la energía nuclear ha evitado la emisión de 74 gigatoneladas de dióxido de carbono, el equivalente a las emisiones mundiales de dos años de ese gas, principal causante del efecto invernadero.

Además, UNECE publicó en noviembre de 2021 el informe Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options<sup>10</sup>, en el que concluye que la energía nuclear produce menos emisiones de CO<sub>2</sub> en su ciclo completo de vida –con un rango de entre 5,1 y 6,4 gramos de CO<sub>2</sub> por cada kWh producido– que cualquier otra fuente de producción de electricidad (ver figura 1).

**Figura 1. Emisiones de CO<sub>2</sub> del ciclo de vida de distintas tecnologías de generación eléctrica.**



Fuente: Foro Nuclear con datos de UNECE: Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options

Por su parte, en Estados Unidos se aprobó en el año 2022 la Ley de Reducción de la Inflación<sup>11</sup> (Inflation Reduction Act), mediante la que se conceden créditos fiscales de hasta 15 \$/MWh, denominados “Zero-emission nuclear

<sup>9</sup> [https://unece.org/sites/default/files/2021-08/Nuclear%20brief\\_EN.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-08/Nuclear%20brief_EN.pdf)

<sup>10</sup> <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>

<sup>11</sup> [www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act-2022](http://www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act-2022)

power production credits”, a centrales en servicio que no producen emisiones de gases de efecto invernadero, con una duración prevista hasta el año 2032. En el ejercicio 2023 las unidades 1 y 2 de la central de Diablo Canyon – propiedad de Pacific Gas & Electric y que producen el 15% de la electricidad libre de emisiones de California– fueron las primeras unidades en acogerse a este programa.

En marzo de 2023, el Departamento de Energía (DOE) amplió el alcance del programa a centrales ya paradas y en preparación para su desmantelamiento. Esta ampliación abrió la posibilidad de que la central de Palisades, situada en el estado de Michigan, y que dejó de funcionar en mayo de 2022, pudiera revertir su programa de desmantelamiento. En junio de 2022 la instalación había sido vendida para su desmantelamiento a la empresa Holtec International, que en diciembre de 2022 anunció planes, acogiéndose a los créditos fiscales citados anteriormente, para ponerla de nuevo en servicio. En julio de 2025, la Nuclear Regulatory Commission (NRC) aprobó una licencia para que Holtec pueda cargar combustible en la planta y que ésta esté oficialmente en la situación de poder ser puesta de nuevo en operación<sup>12</sup>.

En diciembre de 2023 tuvo lugar en Dubai (Emiratos Árabes Unidos) la 28 Conferencia de las Partes de la Convención Marco sobre Cambio Climático de Naciones Unidas (COP28).

Por primera vez en las 28 ediciones de la cumbre climática anual mundial, la energía nuclear fue incluida de manera explícita en el documento de conclusiones –denominado First Global Stocktake<sup>13</sup> en la terminología anglosajona–, por lo que se reconoce que tiene la misma importancia que las energías renovables en la lucha contra el cambio climático.

La COP28 concluyó que la nuclear sea considerada como una de las tecnologías sin o con bajas emisiones que han de ser aceleradas para que sea posible abordar una reducción profunda, rápida y sostenida de las emisiones de gases de efecto invernadero que permita limitar el incremento de la temperatura global a final de siglo en 1,5°C respecto a los niveles preindustriales, según lo

<sup>12</sup> <https://holtecinternational.com/products-and-services/holtec-palisades/>

<sup>13</sup> <https://unfccc.int/topics/global-stocktake>

establecido en el Acuerdo de París de la COP21 en diciembre de 2015.

Por otra parte, en esta misma reunión internacional, 22 países se comprometieron a triplicar la potencia nuclear instalada global hasta el año 2050. Mediante la firma conjunta de una declaración<sup>14</sup>, reconocen el papel clave de la energía nuclear en conseguir un balance neto de cero emisiones de gases de efecto invernadero en ese año. Otro de los elementos centrales de la declaración es la invitación a los miembros de las instituciones financieras internacionales a incluir a la energía nuclear en las políticas de financiación energética.

Los países firmantes de esta declaración fueron Bulgaria, Canadá, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos, Eslovaquia, Eslovenia, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Ghana, Hungría, Japón, Marruecos, Moldavia, Mongolia, Países Bajos, Polonia, Rumanía, Reino Unido, República Checa, Suecia y Ucrania. Posteriormente se adhirieron Armenia, Croacia y Jamaica.

En noviembre de 2024 tuvo lugar en Bakú (Azerbaiyán) la 29 Conferencia de las Partes de la Convención Marco sobre Cambio Climático de Naciones Unidas (COP29). Diferentes países y compañías presentaron planes para desplegar la energía nuclear continuando lo iniciado durante la COP28, como consecuencia de la percepción de la necesidad de utilizarla en apoyo de los esfuerzos para avanzar hacia la neutralidad climática.

A los 25 países firmantes de la declaración de la COP28 para avanzar en el objetivo global de triplicar la capacidad nuclear global en el horizonte del año 2050, teniendo en cuenta las diferentes circunstancias internas de cada uno de ellos, se unieron seis países durante la celebración de la COP29: El Salvador, Kazajistán, Kenia, Kosovo, Nigeria y Turquía. Estos estados también se comprometieron a adoptar medidas nacionales para garantizar que las centrales nucleares funcionen de manera responsable y de conformidad con los más altos estándares de seguridad, sostenibilidad, protección y no proliferación y que el

combustible gastado se gestione de manera responsable a largo plazo.

En paralelo, y durante la Semana del Clima celebrada en Nueva York en septiembre de 2024, catorce grandes instituciones financieras mundiales<sup>15</sup> -entre las que se encontraban Bank of America, Goldman Sachs, Morgan Stanley, BNP y Citigroup- mostraron su apoyo a esta declaración, uniéndose a la nueva posición del Banco Europeo de Inversiones<sup>16</sup>, anunciada en febrero de 2024, de estar decidido a proporcionar financiación para el desarrollo de nuevos proyectos nucleares, considerando a la tecnología nuclear como una más entre las sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. Muy recientemente, en junio de este año, el Banco Mundial<sup>17</sup> también ha levantado la prohibición, establecida en 2013, de financiar proyectos de energía nuclear, lo que supone un cambio en su política de apoyar a los países en desarrollo para poder cubrir sus necesidades energéticas.

En España, y según los últimos datos disponibles del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero<sup>18</sup> de marzo de 2025 del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las emisiones totales brutas de gases de efecto invernadero estimadas en nuestro país fueron de 269,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente en el año 2023, lo que representa una reducción del 7,6% respecto a las del año anterior. Constituye un descenso del 5,8% respecto al año base 1990, el de referencia para los objetivos nacionales establecidos en el Protocolo de Kioto.

En lo que se refiere al sistema eléctrico, y según los datos de Red Eléctrica de España<sup>19</sup>, las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente del sistema durante el ejercicio 2024 disminuyeron un 16,8% respecto a las del año 2023, registrando un mínimo histórico de 27 millones de toneladas, debido a que la generación renovable alcanzó también la mayor cuota de participación histórica con el 56,8% de la producción eléctrica total del país y al mantenimiento del porcentaje de la contribución de la energía nuclear.

<sup>14</sup> <https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-triple-nuclear-energy-capacity-2050-recognizing-key>

<sup>15</sup> <https://www.world-nuclear-news.org/articles/international-banks-express-support-for-nuclear-expansion>

<sup>16</sup> <https://www.nucnet.org/news/eib-says-bankable-reactor-projects-including-smrs-could-be-eligible-3-5-2024>

<sup>17</sup> <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2025/06/26/world-bank-group-iaea-formalize-partnership-to-collaborate-on-nuclear-energy-for-development>

<sup>18</sup> <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/es-nid-edicion-2025-.pdf>

<sup>19</sup> [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE\\_2024.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf)

La electricidad libre de emisiones de CO<sub>2</sub> –aquella que se genera con centrales nucleares, hidráulicas, eólicas, solares y otras renovables– fue del 76,8% del total<sup>20</sup>.

El parque nuclear español evita cada año la emisión a la atmósfera de entre 20 y 30 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, dependiendo del mix de generación alternativo que se utilizase para sustituir su producción de electricidad,

habiendo representado en 2024 más del 26% de la electricidad generada sin emisiones en España<sup>21</sup>.

A nivel mundial, la nuclear es la segunda fuente baja en carbono tras la energía hidráulica, evitando la emisión de unos 2.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera cada año, según los datos del Organismo Internacional de Energía Atómica<sup>22</sup>

<sup>20</sup> Elaboración propia con datos de REE  
([https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start\\_date=2024-01-01T00:00&end\\_date=2024-12-31T23:59&time\\_trunc=year&systemElectric=nacional](https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start_date=2024-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional))

<sup>21</sup> Elaboración propia con datos de REE  
([https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start\\_date=2024-01-01T00:00&end\\_date=2024-12-31T23:59&time\\_trunc=year&systemElectric=nacional](https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start_date=2024-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional))

<sup>22</sup> [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PAT-002\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PAT-002_web.pdf)

### 3. El papel de la energía nuclear en la seguridad del suministro

Los combustibles fósiles son aún dominantes en el suministro energético primario mundial: carbón, petróleo y gas natural representaron más del 86,5% en el año 2024, según el informe *Statistical Review of World Energy 2025*<sup>23</sup> del The Energy Institute.

Existe una gran concentración de sus reservas en determinadas zonas del planeta, sometidas a riesgos de inestabilidad política y su precio experimenta una gran volatilidad en los mercados internacionales, que se traslada al precio de las distintas formas de energía final.

Además, sucesos extremos pueden afectar al equilibrio del abastecimiento de las materias primas energéticas y a la seguridad de su suministro. Desde mediados del año 2021, la reactivación económica tras la pandemia por la Covid-19 produjo un gran incremento global en el consumo de materias primas energéticas, especialmente gas natural, lo que llevó desde entonces a una escalada de precios en los mercados internacionales, con la consiguiente repercusión en un aumento de los precios en los mercados eléctricos -el gas natural es el principal combustible para la generación de electricidad en muchos países y/o el que mayoritariamente marca el precio marginal en los así organizados- y estos precios elevados causaron una importante incertidumbre en la economía a nivel mundial.

Este hecho se vio agravado desde finales de febrero de 2022 con la invasión de Ucrania por Rusia. De forma general, pero especialmente en Europa, se produjo una importante alarma por el extraordinario incremento de los precios, lo que ha provocado fuertes tensiones inflacionistas, y una preocupación aún mayor por la seguridad de suministro en el futuro. Esto se debe a la amenaza de Rusia de reducir, como así fue, e incluso interrumpir de forma completa el abastecimiento de gas

natural a la Unión Europea, especialmente a los países del centro y del este.

Por esta razón, en mayo de 2022, la Comisión Europea presentó el Plan REPowerEU<sup>24</sup> para poner fin a la dependencia de la Unión Europea con respecto a los combustibles fósiles rusos y como respuesta a las dificultades y perturbaciones que la invasión había causado en el mercado mundial de la energía. Existía una doble urgencia para transformar el sistema energético europeo: poner fin a la dependencia con respecto a los combustibles fósiles rusos, que se utilizan como arma económica y política y cuestan a los contribuyentes europeos casi 100.000 millones de euros al año, y hacer frente a la crisis climática.

Entre las medidas incluidas en el Plan REPowerEU están el incremento del ahorro y la eficiencia energética, la diversificación del suministro de materias primas energéticas y el despliegue acelerado de las energías renovables para sustituir a los combustibles fósiles en los hogares, la industria y la producción de electricidad. Este Plan también reconoce que la energía nuclear tiene un papel importante que jugar en garantizar la seguridad de suministro en los países de la Unión Europea.

Por tanto, para garantizar el suministro energético es necesario disponer de una cesta de tecnologías lo más equilibrada y diversificada posible, para tener una mayor estabilidad y reducir las vulnerabilidades frente a los acontecimientos externos que puedan producirse.

España es un país que carece de reservas energéticas primarias. La dependencia energética exterior en el año 2024 fue del 67,3%, lo que supuso un déficit en la balanza de comercio exterior cercano a 36.000 millones de euros, equivalente al 2,3% de nuestro Producto Interior Bruto

<sup>23</sup> <https://www.energyinst.org/exploring-energy/resources/news-centre/media-releases/renewables-soar,-but-fossil-fuels-continue-to-rise-as-global-electricity-demand-hits-record-levels>

<sup>24</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131)

(PIB)<sup>25</sup>. Es superior a la media de la UE-27 (58,3%) y, en nuestro entorno, solo Bélgica, Irlanda, Italia y Países Bajos presentan una dependencia en términos relativos superior. Sin embargo, la energía nuclear contribuye a la seguridad de suministro, pudiéndose analizar desde dos puntos de vista:

- En primer lugar, considerando la contribución de la producción eléctrica nuclear en la estabilidad y equilibrio del sistema eléctrico, aportando energía firme, inercial y síncrona que ayuda a la regulación de los parámetros de tensión y frecuencia, fundamentales en su funcionamiento.
- En segundo lugar, considerando la disponibilidad de combustible necesario para la producción eléctrica en las centrales nucleares.

### 3.1 Contribución al sistema eléctrico

Por sus características técnicas de funcionamiento, firme y con gran potencia inercial y síncrona, las centrales nucleares son las más adecuadas para la producción de la gran cantidad de energía eléctrica necesaria todos los días del año y las veinticuatro horas del día, es decir, para cubrir la denominada demanda en base.

Las centrales nucleares contribuyen a la estabilidad, regulación y equilibrio del sistema eléctrico, ya que producen electricidad a plena potencia cerca del 90% de horas equivalentes del año, independientemente de las condiciones meteorológicas externas. El 10% restante se dedica a las paradas de recarga programadas, que se aprovechan también para el mantenimiento general de la instalación, realizando todas aquellas actividades que no son posibles en fase de operación.

Todo sistema eléctrico interconectado necesita que exista, en todo momento, un balance entre la electricidad generada y la electricidad consumida, garantizando así la estabilidad, la seguridad y la calidad del suministro.

El sistema debe contar con mecanismos para garantizar ese balance. El primer mecanismo que se activa para equilibrar el sistema es la inercia del giro de las máquinas síncronas de los generadores térmicos –entre los que se

incluyen las centrales nucleares– e hidráulicos. Las centrales de energías renovables no tienen esa inercia, por lo que, en un sistema basado mayoritariamente en renovables, es más probable un colapso de la red por la pérdida de frecuencia al no disponer de esa capacidad inercial. En el caso de que la inercia no sea suficiente para poder controlar el desequilibrio del sistema, entonces entran en juego, sucesivamente, las regulaciones primaria, secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, en función de la duración de la inestabilidad.

Otro aspecto relevante en el correcto funcionamiento del sistema es el control de la tensión, que se realiza a través de los grandes generadores síncronos (ciclos combinados de gas, centrales nucleares y almacenamiento). En un sistema que estuviese dominado por las fuentes renovables, este control es especialmente importante por la dispersión y atomización de este tipo de instalaciones.

Si no existe almacenamiento a gran escala, como actualmente ocurre en el sistema eléctrico español, las centrales nucleares ayudan a garantizar el equilibrio en el sistema, evitando oscilaciones importantes en la tensión y minimizando la ocurrencia de apagones.

El parque nuclear español está formado por siete reactores en cinco emplazamientos: dos unidades en las centrales de Almaraz (provincia de Cáceres) y de Ascó (Tarragona) y una unidad en las de Cofrentes (Valencia), Trillo (Guadalajara) y Vandellós II (Tarragona) (ver figura 2).

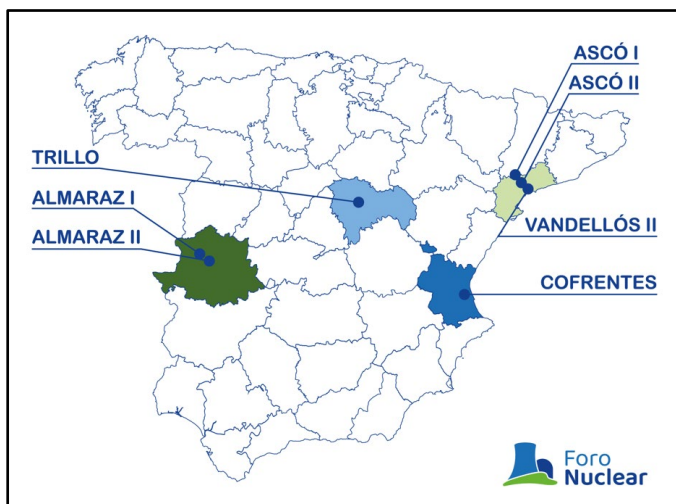
A 31 de diciembre de 2024, la potencia neta instalada del conjunto del parque era de 7.117 MW, el 5,52% del total de la capacidad neta instalada. La potencia bruta era de 7.398,7 MW.

De forma conjunta, los siete reactores producen cada año alrededor de 55.000 GWh, habiéndose convertido en los últimos trece años en la única tecnología que ha generado en torno al 20% de la electricidad consumida en nuestro país, a pesar de que su potencia instalada se mantiene constante mientras que la de otras tecnologías que participan en el sistema eléctrico español no deja de

<sup>25</sup> [www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2025/06/Energia\\_2025.pdf?x97260](http://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2025/06/Energia_2025.pdf?x97260) (Cuadro 1.8)

incrementarse. Esa producción eléctrica representa, además, más del 30% de la generada en base.

**Figura 2. Ubicación de las centrales nucleares españolas.**



Fuente: Foro Nuclear

Desde el inicio de la operación comercial de cada uno de ellos (ver tabla 1) y hasta el 31 de diciembre de 2024, el conjunto de los siete reactores en operación ha producido más de 2.132.000 GWh, lo que representa 8,5 veces la demanda nacional del ejercicio 2024.

**Tabla 1. Centrales nucleares españolas**

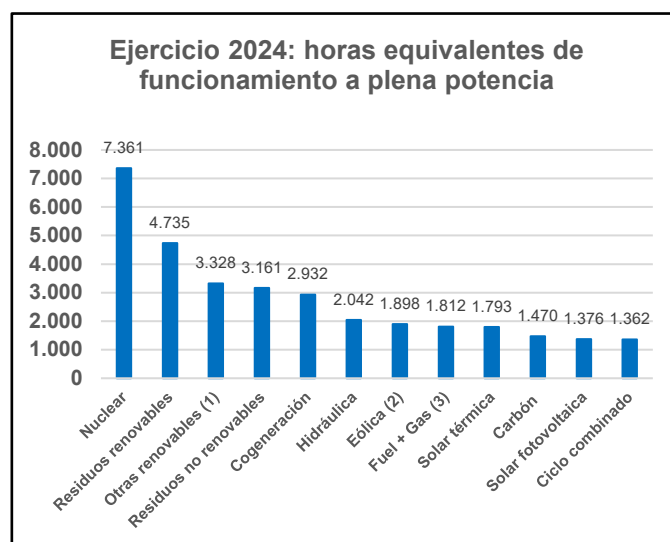
Central nuclear	Empresa propietaria	%	Tipo de reactor	Potencia bruta (MW)	Inicio de la operación comercial
Almaraz I	Iberdrola	53	PWR	1.049,4	Septiembre 1983
	Endesa	36			
	Naturgy	11			
Almaraz II	Iberdrola	53	PWR	1.044,5	Julio 1984
	Endesa	36			
	Naturgy	11			
Ascó I	Endesa	100	PWR	1.032,5	Diciembre 1984
Ascó II	Endesa	85	PWR	1.027,2	Marzo 1986
	Iberdrola	15			
Cofrentes	Iberdrola	100	BWR	1.092,0	Marzo 1985
Trillo	Iberdrola	49	PWR	1.066,0	Agosto 1988
	Naturgy	34,5			
	EDP	15,5			
	Endesa	1			
Vandellós II	Endesa	72	PWR	1.087,1	Marzo 1988
	Iberdrola	28			

Fuente: Foro Nuclear

En la figura 3 se puede observar el número de horas equivalentes de producción a plena potencia que las distintas tecnologías de generación aportaron al sistema eléctrico español en el año 2024 (hay que tener en cuenta que tuvo 8.784 horas, al ser bisiesto) y en la figura 4 se puede observar la curva monótona del funcionamiento del

parque nuclear español en el ejercicio 2024 [representación acumulada del número de horas (eje horizontal) que ha estado produciendo por encima de la potencia indicada en el eje vertical].

**Figura 3. Sistema eléctrico español 2024. Horas equivalentes de producción a plena potencia**



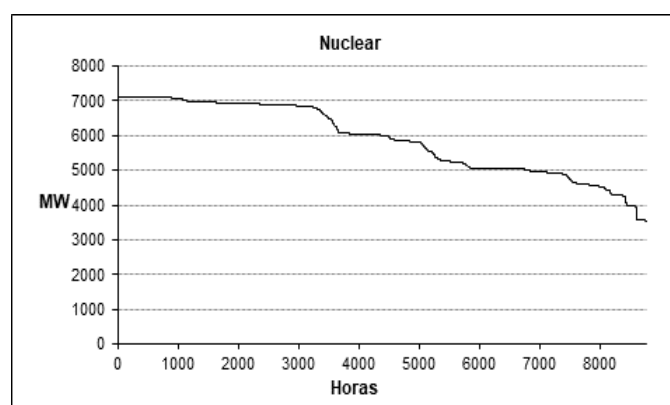
(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica

(2) Incluye hidroeléctrica

(3) Incluye motores diésel, turbina de gas y turbina de vapor

Fuente: elaboración propia con datos de REE

**Figura 4. Curva monótona del funcionamiento del parque nuclear español en el ejercicio 2024.**



Fuente: Foro Nuclear

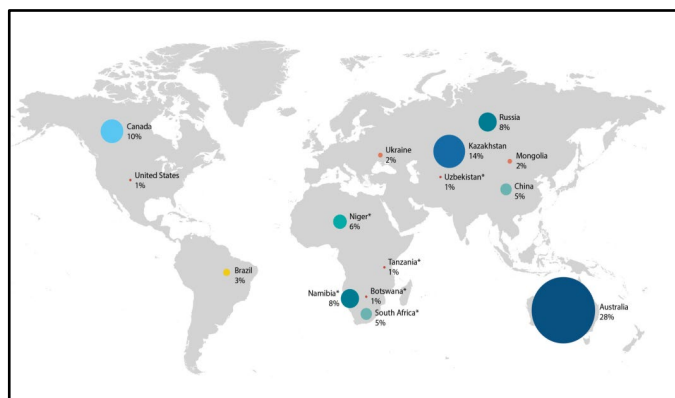
### 3.2 Disponibilidad de combustible

En abril de 2025, la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE y el Organismo Internacional de Energía Atómica de Naciones Unidas publicaron su informe bienal Uranium 2024: Resources, Production and Demand<sup>26</sup>. La trigésima edición del también conocido como Libro Rojo del Uranio muestra los aspectos fundamentales del mercado mundial del uranio y presenta una recopilación estadística con datos de 62 países productores y consumidores.

El informe indica que existen suficientes reservas de uranio para el uso sostenible y a largo plazo de la energía nuclear como fuente de generación de electricidad, así como para otros usos como calor industrial y la producción de hidrógeno. Tras la invasión rusa de Ucrania ha aumentado la percepción de la energía nuclear como un recurso estratégico necesario para la independencia energética en muchos países, como lo reflejan los cambios recientes en las políticas de suministro energético de muchos gobiernos.

El Libro Rojo 2024 muestra que las reservas globales de uranio a finales de 2022 eran de 7,9 millones de toneladas a precios inferiores a 260 \$/kg U, compuestas por un 60% de recursos razonablemente asegurados y un 40% de recursos inferidos. Australia sigue siendo el principal poseedor, con el 28% del total de recursos recuperables identificados a menos de 130 \$/kgU y el 24% de los recursos identificados a menos de 260 \$/kgU. El 68% de los mismos y el 17% de los recursos identificados a nivel mundial se atribuyen a un único yacimiento, el de Olympic Dam en el sur del país, en el que el uranio se extrae como coproducto del cobre. A continuación, se encuentran Kazajistán (14%) y Canadá (10%) en los recursos identificados con precios inferiores a 130 \$/kgU. Los 15 principales países (ver figura 5) representan aproximadamente el 95% del total de recursos identificados a nivel mundial.

**Figura 5. Distribución de las reservas convencionales identificadas de uranio (precio inferior a 130\$/kgU a 1 de enero de 2023).**

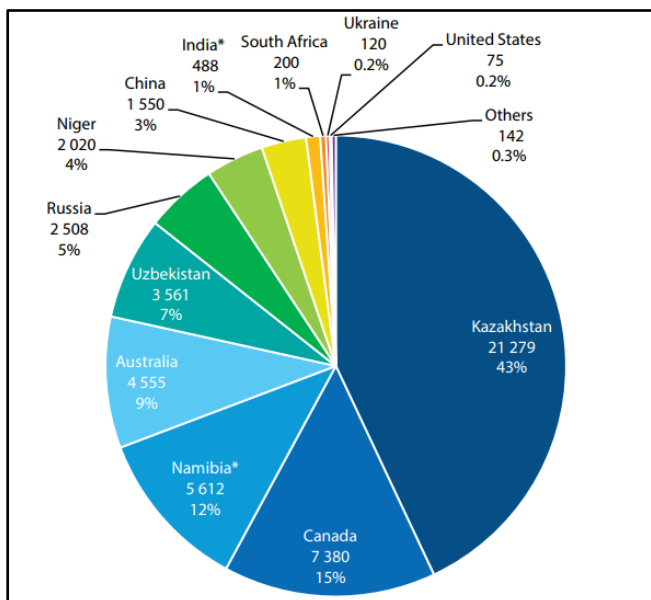


Fuente: Agencia de Energía Nuclear: Uranium 2024: Resources, production and Demand

En 2022, 17 países produjeron uranio (ver figura 6), con un total de 49.490 toneladas. Kazajistán se mantuvo, con diferencia, como el mayor productor, con el 43% del total. Su producción superó la producción combinada de Canadá, Namibia, Australia y Uzbekistán, que ocuparon el segundo, tercer, cuarto y quinto lugar respectivamente entre los mayores productores. Tan solo seis países representaron el 90% de la producción mundial de uranio en 2022, y nueve países representaron el 99%, siendo Rusia, Níger, China e India el sexto, séptimo, octavo y noveno mayor productor, respectivamente.

<sup>26</sup> [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_103179/uranium-2024-resources-production-and-demand?details=true](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_103179/uranium-2024-resources-production-and-demand?details=true)

**Figura 6. Producción mundial de uranio en 2022: 49.490 tU (en toneladas de uranio y en porcentaje del total de la producción).**



Fuente: Agencia de Energía Nuclear: Uranium 2024: Resources, Production and Demand

En el horizonte del año 2050 y en relación directa con el incremento de la potencia nuclear instalada, las necesidades de uranio variarán considerablemente, pudiendo ir desde las 90.000 toneladas anuales –en un escenario de baja demanda– hasta las 142.000 toneladas –en un escenario de alta demanda–. Se prevé que las necesidades sean mayores en la región de Asia Oriental, impulsadas por un aumento de la potencia instalada de generación nuclear, especialmente en China.

Con estas proyecciones, las reservas contempladas en el Libro Rojo 2024 son más que suficientes para satisfacer la demanda; existe suficiente uranio para el funcionamiento del parque nuclear mundial en los próximos 130 años.

En España, el aprovisionamiento de uranio para las centrales nucleares españolas está gestionado por la empresa pública ENUSA Industrias Avanzadas, bajo la supervisión de la Comisión de Aprovisionamiento de Uranio (CAU), integrada por las empresas propietarias de las centrales, que define y aprueba la estrategia de compras, garantizando un suministro fiable y eficiente.

La diversificación y seguridad del suministro en España está garantizada, ya que cuenta con una amplia cartera de

proveedores: hasta siete suministradores de mineral de uranio y cuatro de uranio enriquecido, distribuidos en países geopolíticamente estables. Esta diversificación permite amortiguar cualquier tensión internacional y asegurar la continuidad operativa de los reactores.

Además, desde el año 2022 (tras la invasión de Ucrania por Rusia) la CAU ha reforzado su estrategia, garantizando el abastecimiento de las centrales nucleares españolas gracias a la mayor diversificación de proveedores y al incremento de los stocks.

En concreto, las centrales nucleares españolas tienen acreditado el suministro de uranio más allá del año 2029, por lo que la generación nuclear está garantizada, tiene un coste predecible y menor exposición a las fluctuaciones de precios asociadas a otros combustibles, más sensibles a la incertidumbre de los mercados y a la inestabilidad geopolítica.

Por otra parte, Europa alberga dos de los principales proveedores mundiales de uranio enriquecido: Orano (Francia) y Urenco (Reino Unido y Países Bajos), con fábricas ubicadas en varios países. Esta infraestructura industrial permite a la Unión Europea considerar la energía nuclear como una fortaleza estratégica, al contar con capacidades propias en toda la cadena de suministro. Además, puede diversificar aún más sus fuentes con países aliados como Estados Unidos, Canadá, Australia o incluso China, como ocurre en otros sectores energéticos.

Por lo tanto, las centrales nucleares españolas tienen asegurado el suministro de uranio gracias a una estrategia de aprovisionamiento sólida y diversificada. Esta situación refuerza la estabilidad energética del país, contribuye a la autonomía estratégica y garantiza una generación eléctrica firme y fiable para la red y libre de emisiones a la atmósfera.

Hay que tener en cuenta que en España existen importantes reservas naturales de uranio, las segundas más grandes de Europa según el Libro Rojo del Uranio 2024. Aunque actualmente su explotación está prohibida por la Ley 7/2021 de Cambio Climático, el país cuenta con la capacidad técnica e industrial —a través de ENUSA— para gestionarlas si en el futuro se decidiera reactivarlas.

En cualquier caso, y a pesar de que en España actualmente no existen instalaciones mineras de uranio en explotación, el abastecimiento de combustible nuclear se considera de carácter nacional, de acuerdo con la metodología de la Agencia Internacional de la Energía utilizada por la Secretaría de Estado de Energía en sus estadísticas. Esto se debe a que la seguridad de tener el combustible a disposición cuando se necesita es comparable a la del combustible nacional. Se aplican los siguientes criterios:

- No es necesario un aporte continuo de combustible a la central nuclear (como ocurre con las tecnologías basadas en combustibles fósiles o en ciertas fuentes renovables). En cada parada de recarga (periodo de tiempo necesario para renovar el combustible nuclear, con una duración de aproximadamente 30 días), se introduce en el núcleo del reactor el combustible necesario para que la central funcione el ciclo de operación completo (12, 18 o 24 meses, según la central), con lo que se garantiza la producción, el suministro y el abastecimiento eléctrico durante un periodo prolongado de tiempo.
- El combustible nuclear se tiene almacenado en la central al menos dos meses antes del inicio de la parada de recarga (la legislación así lo exige). De esta forma, se puede prever con antelación suficiente la compra, el suministro y el aprovisionamiento del combustible nuclear, pues se conoce perfectamente (incluso con años de antelación) la programación de las paradas de recarga de cada una de las centrales.
- La legislación española exige a las empresas eléctricas españolas propietarias de las centrales nucleares el mantenimiento del llamado stock de reserva de uranio,

lo que implica tener acopiado el uranio necesario (unas 60 toneladas de  $UO_2$  enriquecido al 4,85%) para la fabricación del combustible que se utilizaría en dos recargas de un reactor tipo de 1.000 MW de potencia de los que constituyen el parque nuclear español.

- Junto al stock regulado, las empresas eléctricas propietarias de las centrales nucleares españolas disponen de un stock estratégico voluntario.
- El consumo de combustible de una central nuclear estándar por cada 18 meses de ciclo de operación es de unas 30 toneladas de uranio enriquecido. En comparación, para producir la misma cantidad de electricidad, una central térmica de carbón consume 2,5 millones de toneladas y una central de gas de ciclo combinado consume 1.700 millones de m<sup>3</sup>.

Las necesidades medias anuales de combustible del parque nuclear español son algo superiores a 1.400 toneladas de concentrados de uranio ( $U_3O_8$ ), 1.200 toneladas de uranio como  $UF_6$  (obtenido mediante el proceso de conversión: transformación del concentrado de uranio  $U_3O_8$  en hexafluoruro de uranio gaseoso  $UF_6$ ) y 1.000.000 UTS [Unidades Técnicas de Separación, medida de la energía consumida en la separación del uranio natural en dos partes, una enriquecida (proceso de enriquecimiento: aumento de la concentración relativa del isótopo fisiónable del uranio U-235) y otra empobrecida en el isótopo fisible uranio-235]. El número de UTS necesarias es proporcional al grado de enriquecimiento requerido para obtener unas 140 toneladas de uranio con distintos grados de enriquecimiento para ser utilizadas en los reactores españoles<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> [https://www.enusa.es/wp-content/uploads/2025/06/Memoria\\_Enusa\\_2024.pdf](https://www.enusa.es/wp-content/uploads/2025/06/Memoria_Enusa_2024.pdf)

## 4. La gestión de los residuos radiactivos

En España, el concepto de residuo radiactivo está definido en la Ley 25/1964<sup>28</sup> sobre energía nuclear como "cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el ministerio competente [actualmente el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)], previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear".

De acuerdo con lo establecido en la ley, la responsabilidad de la gestión de los residuos radiactivos corresponde al Estado y el Gobierno ha de establecer la política y el programa nacional sobre la misma, incluido el combustible nuclear gastado y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares, mediante la aprobación de un Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR).

Dicho plan debe recoger, de acuerdo con el Real Decreto 102/2014<sup>29</sup> para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, las estrategias, actuaciones necesarias y soluciones técnicas a desarrollar en España en el corto, medio y largo plazo, encaminadas a la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, al desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares y al resto de actividades relacionadas con las anteriores, incluyendo las previsiones económicas y financieras y las medidas e instrumentos necesarios para llevarlas a cabo.

Actualmente se encuentra vigente el 7º Plan General de Residuos Radiactivos<sup>30</sup>, aprobado el 27 de diciembre de 2023 por el Consejo de Ministros mediante una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía del MITECO.

Según el Plan, los residuos radiactivos se generan como resultado de la utilización de la energía nuclear en la producción de electricidad y del desmantelamiento de las instalaciones nucleares, así como en la utilización de materiales radiactivos en actividades médicas, industriales, agrícolas o de investigación. También pueden proceder de actividades llevadas a cabo en actuaciones de descontaminación o intervención.

Teniendo en cuenta su naturaleza específica, en particular el hecho de que contienen materiales que emiten radiaciones ionizantes, la gestión de los residuos radiactivos exige su contención y su aislamiento a largo plazo, con el fin de proteger de estas radiaciones ionizantes tanto la salud de las personas como el medio ambiente, adoptando medidas que incluyen el almacenamiento definitivo en instalaciones adecuadas, como punto de destino final.

En el ámbito de la gestión técnica, España cuenta con la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos<sup>31</sup> (Enresa), como entidad encargada de la gestión (recogida, acondicionamiento y almacenamiento) del combustible gastado y los residuos radiactivos, así como del desmantelamiento de las instalaciones nucleares, dotada de los recursos humanos, técnicos y financieros para llevar a cabo la labor que tiene encomendada, y que fue constituida con carácter público mediante el Real Decreto 1522/1984<sup>32</sup>.

La financiación de las actividades de Enresa se efectúa a través del fondo que tiene constituido, destinado a cubrir los costes de todas sus actividades. Desde el 1 de abril de 2006, Enresa factura a las centrales nucleares la provisión de dicho fondo mediante la denominada Tasa Enresa (ver apartados 7 y 8).

<sup>28</sup> [www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1964-7544](http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1964-7544)

<sup>29</sup> [www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-2489](http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-2489)

<sup>30</sup> [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/nuclear/Residuos/Documents/20231227%20PGRR%207\\_Version%2027%20diciembre%202023.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/nuclear/Residuos/Documents/20231227%20PGRR%207_Version%2027%20diciembre%202023.pdf)

<sup>31</sup> [www.enresa.es/esp/](http://www.enresa.es/esp/)

<sup>32</sup> [www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-18431](http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-18431)

Los residuos radiactivos se clasifican en residuos de muy baja actividad (RBBA), residuos de baja y media actividad (RBMA) y residuos de alta actividad (RAA). La clasificación tiene en cuenta su actividad inicial y su periodo de semidesintegración (tiempo necesario para que se desintegren la mitad de los núcleos de una muestra inicial) de los radionucleidos que contienen mayoritariamente, que pueden ser de vida corta y media (periodo de semidesintegración inferior a 30 años) o bien de vida larga cuando su periodo de semidesintegración es superior a este plazo.

Los residuos radiactivos de baja y media actividad son aquellos cuya actividad se debe principalmente a la presencia de radionucleidos de periodo de semidesintegración corto o medio (menos de 30 años) y cuyo contenido en radionucleidos de vida larga es muy bajo y se encuentra limitado.

Los residuos radiactivos de muy baja actividad pueden definirse como un subconjunto de los anteriores cuando solo alcanzan actividades del orden de 10 a 1.000 Bq/g. El becquerelio (Bq) es la unidad de medida de la radiactividad en el Sistema Internacional de Unidades y equivale a una desintegración nuclear por segundo.

Los residuos radiactivos de alta actividad son los que contienen emisores alfa de vida larga, con período de semidesintegración superior a 30 años, en concentraciones apreciables y pueden generar calor por efecto de la desintegración radiactiva, ya que su actividad específica es elevada. El principal exponente de estos residuos es el combustible nuclear gastado descargado de los reactores nucleares en las paradas para recarga de combustible.

Los residuos radiactivos de muy baja, baja y media actividad que se producen en España –en centrales nucleares, centros de investigación, hospitales, industrias, etc.– se almacenan de forma definitiva en el centro de almacenamiento de El Cabril, situado en el municipio de Hornachuelos en la provincia de Córdoba.

En 1986 se inició el proyecto de El Cabril, que fue aprobado a finales de 1989 por el entonces Ministerio de Industria y Energía (hoy MITECO) y por las autoridades locales. La construcción de la instalación comenzó en enero de 1990, terminó dos años y medio después e inició

su operación en octubre de 1992, tras obtener el correspondiente permiso de explotación. Sus instalaciones tienen como características:

- Automatismo: la operación de la instalación se realiza desde una sala de control, minimizando las dosis a los operadores.
- Solidificación: los residuos se almacenan en forma sólida, por tanto, no puede haber vertidos líquidos ni fugas gaseosas en el material almacenado.
- Resistencia sísmica: la instalación es capaz de soportar el mayor terremoto previsible en la zona.
- Recuperabilidad: los contenedores de almacenamiento de los residuos podrían extraerse en el futuro, si fuese necesario.

El sistema de almacenamiento se basa, fundamentalmente, en la interposición de barreras de ingeniería y barreras naturales que aíslan de forma segura los materiales almacenados durante el tiempo necesario para que se conviertan en sustancias inocuas (alcanzan la misma actividad que la del fondo radiactivo natural), estimado, por el periodo de semidesintegración, en unos 300 años.

En función de las características radiológicas de los residuos que se almacenan en El Cabril, existen dos líneas de gestión:

- Para los residuos de baja y media actividad (RBMA), el sistema consiste en la interposición de barreras de ingeniería: residuo acondicionado en estado sólido, contenedor de hormigón, celdas de almacenamiento de hormigón y capas de cobertura artificiales y naturales.
- Para los de muy baja actividad (RBBA), el sistema consiste en la interposición de las siguientes barreras: residuo acondicionado en estado sólido, celdas de almacenamiento compuestas por materiales artificiales y naturales y capas de cobertura artificiales y naturales.

En ambos casos, para garantizar el funcionamiento correcto y seguro de las barreras interpuestas, se cuenta con sistemas de control de infiltraciones y lixiviados.

En cuanto al almacenamiento y la gestión del combustible irradiado, es preciso que exista una instalación temporal intermedia en la que el combustible irradiado pierda parte

de su energía residual antes de ser depositado en un almacenamiento definitivo.

Un procedimiento generalizado, aunque no es la única opción, es almacenar los elementos combustibles irradiados en húmedo en piscinas –de acero y hormigón construidas al efecto en el interior de los edificios de la central nuclear– y, cuando éstas se completan en Almacenes Temporales Individualizados (ATI) en seco ubicados en el propio emplazamiento de la central nuclear.

Un ATI consta de una losa de hormigón armado sobre la que se depositan los contenedores en seco –fabricados en hormigón y acero y dotados de sistemas de refrigeración pasivos– que alojan en su interior los elementos de combustible irradiado. Como el resto de la instalación, dispone de un sistema de vallado y de sistemas de estricta vigilancia para garantizar su seguridad.

En la actualidad, existen ATIs en servicio en las centrales de José Cabrera, Santa María de Garoña, Almaraz, Ascó, Cofrentes y Trillo. En el mes de noviembre de 2024, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico concedió la autorización de ejecución y montaje del Almacén Temporal Individualizado de capacidad total (ATI-100) para la central de Vandellós II<sup>33</sup>.

A 31 de diciembre de 2024, el número de elementos combustibles irradiados almacenados temporalmente en las centrales nucleares españolas era de 17.609, de los que 13.977 se encontraban en piscinas y 3.632 en almacenes temporales individualizados en seco. Pasados unos años, durante los que se reduce el nivel de radiactividad (en función del periodo de semidesintegración de los elementos químicos que se hayan producido en el proceso de la reacción de fisión en cadena para la generación de energía eléctrica), los elementos de combustible irradiado son transferidos, generalmente, a un Almacén Temporal Centralizado (ATC), donde se mantienen hasta su disposición definitiva.

El ATC es una instalación centralizada adoptada en gran parte de los países con centrales nucleares.

Sin embargo, el 7º PGRR ha cancelado la construcción de un ATC en España, tal como estaba previsto en las ediciones anteriores del mismo y se había aprobado por acuerdo unánime en el Congreso de los Diputados en el año 2004. Además, contempla la construcción de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATDs) en los emplazamientos de aquellas centrales que tienen combustible irradiado, que consisten en las instalaciones del ATI junto con una instalación complementaria o medidas adicionales para el caso de que hubiera que intervenir en los contenedores en seco.

Finalmente, para la disposición definitiva del combustible nuclear gastado, la solución internacionalmente aceptada como más segura por la mayor parte de los países del mundo es la utilización de un Almacén Geológico Profundo (AGP), consistente en el almacenamiento de los elementos combustibles irradiados dentro de contenedores en instalaciones subterráneas construidas a gran profundidad –habitualmente entre 500 m y 1.000 m– en el interior de formaciones geológicas estables, que pueden ser salinas, arcillosas o graníticas.

El AGP se fundamenta en el principio multibarrera, consistente en interponer una serie de barreras artificiales y naturales entre el combustible gastado y la biosfera, junto con la capacidad de aislamiento y retención de la formación geológica, siempre que reúna unas determinadas características de estabilidad, potencia (espesor) y ausencia de vías de penetración de agua.

De acuerdo con lo establecido en el 7º PGRR, se estima que en España exista una instalación de este tipo en operación en el año 2073.

<sup>33</sup> [www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-26682](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-26682)

## 5. La gestión de la seguridad nuclear

La seguridad nuclear tiene por objetivo minimizar los potenciales riesgos radiológicos de las instalaciones nucleares derivados de la manipulación y el almacenamiento de sustancias nucleares o del uso de la energía nuclear para la obtención de energía eléctrica, tanto en operación normal como en caso de incidentes, con el fin de lograr la adecuada protección de los trabajadores, el público y el medio ambiente.

El Consejo de Seguridad Nuclear<sup>34</sup> (CSN), único organismo competente en España en esta materia, establece los principios, criterios y normativa que regulan la seguridad nuclear. Su actividad reguladora abarca todas las fases de la vida de las instalaciones nucleares que se llevan a cabo en España: ubicación, proyecto, control y correcto funcionamiento, y desmantelamiento, incluidas las actividades del ciclo del combustible nuclear.

Para alcanzar y mantener un adecuado nivel de seguridad nuclear, el CSN exige además a los titulares de las instalaciones la disponibilidad de personal debidamente cualificado, un enfoque adecuado en materia de seguridad física y el establecimiento de una cultura de seguridad efectiva. Del mismo modo, financia la investigación en temas operativos y de seguridad.

El pilar en torno al cual se desarrolla la actividad nuclear es el de la operación segura de sus instalaciones. Esto significa que en todas las fases (diseño, construcción, operación, desmantelamiento y clausura) la seguridad prevalece de modo prioritario sobre el resto de cuestiones.

La seguridad en la industria nuclear está desarrollada a un nivel más profundo que el de otros sectores industriales. En el proceso se involucran, de manera simultánea e integrada, las instalaciones nucleares, la industria, los centros de I+D, la administración y los organismos multinacionales.

<sup>34</sup> <https://www.csn.es/csn/transparencia>

<sup>35</sup> <https://www.inpo.info/>

Además, existe una activa cooperación internacional orientada a la excelencia operativa, así como a la prevención de incidentes y accidentes nucleares mediante el intercambio de la experiencia operativa a través de organismos como el Institute of Nuclear Power Operations<sup>35</sup> (INPO) y la World Association of Nuclear Operators<sup>36</sup> (WANO).

En el caso particular de las centrales nucleares, a la hora de definir la seguridad se tienen en cuenta tanto la propia instalación como el emplazamiento donde se ubica:

- Diseño de la central: las centrales nucleares están diseñadas y concebidas para cumplir en cualquier circunstancia las llamadas funciones de seguridad ante eventos o accidentes postulados que incluyen la pérdida de suministro eléctrico exterior (“blackout”), así como del sumidero final de calor. Estas funciones son: controlar la reacción de fisión permitiendo en todo momento la parada segura del reactor; refrigerar el combustible nuclear –tanto el que está en el núcleo de la vasija del reactor como el ya descargado en piscinas o almacenes temporales individualizados– extrayendo en todo momento el calor latente generado, incluso después de haberse detenido el reactor; confinar las sustancias radiactivas dentro de barreras físicas y mitigar las consecuencias radiológicas de un accidente, en el caso de que se produjera.
- Emplazamiento: se evalúan factores relativos a la seguridad para minimizar al máximo el riesgo, como pueden ser: sucesos externos que puedan afectar a la central, tanto naturales (terremotos, inundaciones, sequías, incendios, etc.) como de origen humano (incendios, choques de vehículos, sabotajes, etc.), viabilidad de los planes de emergencia, etc.

El principio fundamental de la tecnología de la seguridad nuclear es la “Defensa en Profundidad”<sup>37</sup>: este principio estipula que, a fin de compensar fallos mecánicos y errores humanos, se establecen varios niveles de protección que incluyen barreras consecutivas (protección

<sup>36</sup> <https://www.wano.info/>

<sup>37</sup> [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1013e\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1013e_web.pdf)

multi-barrera) que tienen el objetivo de prevenir el escape incontrolado de materiales radiactivos al exterior. El concepto incluye también la protección de las propias barreras, evitando daños en la instalación y en las mismas (salvaguardias tecnológicas). La defensa en profundidad incluye también medidas adicionales para proteger a las personas y al medio ambiente de los daños que pudiesen resultar en el caso de que las barreras no fuesen completamente efectivas.

A estos fines colabora de forma destacada el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), dependiente de Naciones Unidas, como centro internacional de cooperación en el campo nuclear civil. El Organismo trabaja con sus Estados Miembros y múltiples asociados de todo el mundo para promover el uso de las tecnologías nucleares con fines pacíficos y en condiciones de seguridad tecnológica y física. Para ello promueve instrumentos como la Convención sobre Seguridad Nuclear<sup>38</sup>, que tiene como objetivo que las Partes Contratantes que explotan centrales nucleares se comprometan a mantener un elevado nivel de seguridad mediante el establecimiento de principios fundamentales de seguridad, comunes a los Estados participantes de todo el mundo; en ella se revisan y evalúan los programas nucleares de cada país.

En 1997 se aprobaron otros dos Instrumentos del OIEA, la Convención Conjunta sobre la Seguridad en la gestión del Combustible Gastado y la gestión de los Residuos Radiactivos. La Convención Conjunta es el primer

instrumento jurídico en el que se aborda a escala mundial el tema de la seguridad en la gestión del combustible gastado y los desechos radiactivos, para lo cual establece unos principios fundamentales de seguridad y crea un proceso de “examen inter pares u homólogos” similar al de la Convención sobre Seguridad Nuclear.

### 5.1 Cultura de seguridad

Según el International Safety Advisory Group (INSAG) del OIEA, la cultura de seguridad<sup>39</sup> es el conjunto de características y actitudes en los individuos y en las organizaciones nucleares que establecen que a los temas de seguridad de las instalaciones nucleares se les presta la atención principal y prioritaria que merecen en razón de su significación y trascendencia.

Los técnicos y profesionales de las instalaciones nucleares en España trabajan de forma intensa para mantener en cada organización una cultura de seguridad fuertemente implantada, en las que los trabajadores interiorizan dicha cultura de modo que en todo momento actúen de forma segura y tengan como objetivo prioritario la seguridad de la central.

Las centrales nucleares españolas se someten de forma voluntaria y periódica a auditorías inter-pares por expertos de WANO en cultura de seguridad cuyas conclusiones y recomendaciones contribuyen a elevar todavía más los niveles de seguridad.

<sup>38</sup> <https://www.iaea.org/topics/nuclear-safety-conventions/convention-nuclear-safety>

<sup>39</sup> [https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub882\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub882_web.pdf)

## 6. La situación internacional

En la segunda mitad de la década de 1950, la energía nuclear comenzó a utilizarse en el mundo para la producción de energía eléctrica, llegando a haber en servicio más de 570 reactores nucleares, aunque no de forma simultánea. A 31 de diciembre de 2024, según los datos del Organismo Internacional de Energía Atómica<sup>40</sup> (OIEA) en el mundo había 419 reactores en operación en 35 países y 63 en construcción en 16 países. La producción de electricidad de origen nuclear en los últimos ejercicios ha sido de aproximadamente 2.700 TWh, lo que representa el 10% de la electricidad total consumida en el mundo y casi la tercera parte de la generada sin emisiones contaminantes.

Durante el año 2024 se inició la construcción de nueve reactores, se conectaron seis a las distintas redes eléctricas, se reconectaron dos a la red después de estar su operación suspendida y se procedió a la parada definitiva de cuatro unidades. Por áreas geográficas, había 2 reactores en operación y 4 en construcción en África, 120 en operación y 2 en construcción en América, 129 en operación y 47 en construcción en Asia y 169 en operación y 9 en construcción en Europa.

En la Unión Europea, 12 de los 27 estados miembros tenían 101 reactores en funcionamiento y uno en construcción, que durante el año produjeron cerca del 25% de la electricidad consumida en el conjunto de la Unión, lo que representa casi la mitad de la electricidad generada sin emisiones de carbono.

En febrero de 2022, la Comisión Europea presentó un Acto Complementario delegado<sup>41</sup> a la taxonomía sobre mitigación y adaptación al cambio climático, en el que se reconocía a la energía nuclear como energía de transición y se contemplaba su inclusión dentro de la Taxonomía de la Unión Europea.

Además de las opiniones de los técnicos de los estados miembros expertos en financiación sostenible, tres comités científicos designados por la Comisión validaron dicha

inclusión, indicando que, bajo los criterios de la taxonomía, la energía nuclear no causa más daño a la salud humana o al medio ambiente que cualquier otra tecnología de generación eléctrica que se considere sostenible.

La taxonomía –aprobada por el Parlamento Europeo en julio de 2020– es una herramienta robusta y basada en criterios científicos que determina si una actividad económica concreta es medioambientalmente sostenible, y orienta las inversiones del sector privado necesarias para conseguir los objetivos climáticos del año 2030 y un balance neto de cero emisiones del conjunto de la Unión en el horizonte del año 2050.

La Comisión Europea considera que “el ciclo completo de vida de la energía nuclear tiene emisiones de CO<sub>2</sub> próximas a cero”, por lo que propuso incluir a la generación nuclear dentro de la taxonomía como una actividad de transición de acuerdo con la normativa de la Unión Europea. El periodo de transición durante el que se ha establecido su inclusión alcanza hasta el año 2040 para las centrales nucleares existentes y hasta 2045 para centrales de nueva construcción. La consideración de la energía nuclear dentro de la taxonomía es de aplicación desde el 1 de enero de 2023.

En septiembre de 2024, se publicó el informe Draghi<sup>42</sup> “El futuro de la competitividad europea”, según el cual, uno de los principales objetivos de la Unión Europea debe ser dotarse de un plan conjunto para la descarbonización, la competitividad y la garantía de suministro en el ámbito de la energía.

En este sentido, el informe señala que la energía nuclear es un componente esencial del sistema energético: “la descarbonización ofrece la oportunidad a Europa de

<sup>40</sup> <https://pris.iaea.org/PRIS/Home.aspx>

<sup>41</sup> [https://finance.ec.europa.eu/publications/eu-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-accelerate-decarbonisation\\_en](https://finance.ec.europa.eu/publications/eu-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-accelerate-decarbonisation_en)

<sup>42</sup> [https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report\\_en](https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en)

disponer de precios de la energía más bajos y de liderar el desarrollo de las tecnologías limpias, al tiempo que es más segura desde el punto de vista del abastecimiento. Esto implica la masiva puesta en servicio de fuentes de energía limpias con costes de producción marginales bajos, como las renovables y la nuclear”.

Además, también destaca la importancia de los nuevos desarrollos de la tecnología nuclear para asegurar un suministro fiable y para impulsar el liderazgo de la Unión Europea en la industria nuclear a nivel global. Para ello, recomienda que se extienda el funcionamiento de las centrales actuales y que se acelere el desarrollo de nuevas unidades, manteniendo la cadena de suministro europea.

En octubre de 2024, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó su informe anual World Energy Outlook 2024<sup>43</sup>, en el que anticipa, a pesar de las tensiones geopolíticas, un mercado energético con mayor disponibilidad de combustibles y tecnologías. De esta manera, las fuentes con bajas emisiones de gases de efecto invernadero generarán más de la mitad de la electricidad antes de 2030, aunque la demanda de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) alcanzará su pico antes de finalizar esta década.

El informe detalla tres posibles escenarios para un futuro energético global: el de Políticas Declaradas (Stated Policies Scenario o STEPS) –que se basa en las políticas actuales, proyectando que las energías limpias superen el uso de combustibles fósiles antes de 2030, con el gas natural reemplazando al carbón como segundo combustible más importante–; el de Compromisos Anunciados (Announced Pledges Scenario o APS) –que supone que todos los objetivos climáticos de los gobiernos se cumplen a tiempo. Esto implica un cambio más rápido hacia las energías limpias, con un aumento significativo de la participación de las renovables–; y el de Cero Emisiones Netas para 2050 (Net Zero Emissions Scenario o NZE) – que propone acciones necesarias para limitar el calentamiento global a 1,5 °C. Las energías limpias cubrirían el 90% de la demanda global en 2050, con captura de carbono para compensar parte del uso restante de combustibles fósiles–. Según el informe, la energía nuclear es –junto a la solar fotovoltaica, la eólica, los vehículos eléctricos, las bombas de calor, el hidrógeno y la

captura de carbono– una de las siete tecnologías clave para una transición energética asequible y segura, que supondrán el 75% de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2050. La AIE destaca que el aumento del consumo eléctrico de los centros de datos, vinculado en gran parte al creciente uso de la inteligencia artificial, ya está teniendo un fuerte impacto; no obstante, la inteligencia artificial puede tener implicaciones más amplias para la energía, como la mejora de la coordinación de los sistemas en el sector y la reducción de los ciclos de innovación. En todo el mundo hay más de 11.000 centros de datos registrados que suelen estar concentrados espacialmente, por lo que los efectos a nivel local en los mercados de la electricidad pueden ser sustanciales. Sin embargo, a escala mundial, los centros de datos representan una proporción relativamente baja del crecimiento de la demanda total de electricidad hasta el año 2030.

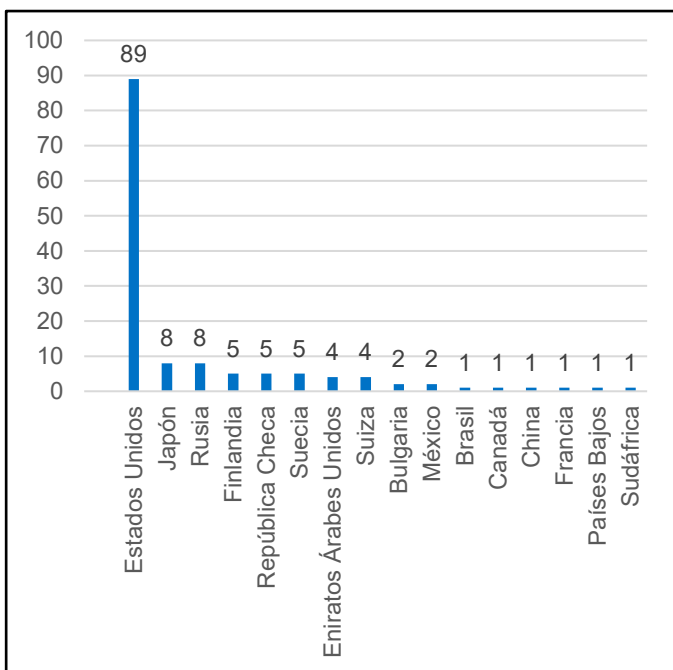
La potencia nuclear instalada, impulsada por la revisión de políticas en varios países, crecerá en todos los escenarios, alcanzando un nuevo récord en 2025 superior al logrado en 2021. China liderará el crecimiento global, representando entre el 40% y el 50% de las adiciones de capacidad nuclear hacia 2035. En el escenario STEPS, la potencia nuclear crecería desde los 416 GWe actuales hasta 647 GWe en 2050, mientras que en el APS y el NZE alcanzaría 874 GWe y 1.017 GWe, respectivamente. En los tres escenarios, el porcentaje de energía nuclear en la producción eléctrica global se mantendrá cercano al 10%. Dada la situación energética y medioambiental mundial es relevante que muchos países hayan decidido incorporar y/o incrementar la participación de la energía nuclear en sus matrices energéticas para abordar los retos que se plantean.

La operación a largo plazo de las centrales nucleares – más allá de los periodos inicialmente considerados en el momento de su puesta en servicio, normalmente 40 años en las décadas de 1970 y de 1980– es una práctica habitual en distintos países del mundo y constituye una estrategia adecuada para poder cumplir simultáneamente con los aspectos básicos del desarrollo sostenible, ya que garantiza la independencia y la diversificación del abastecimiento energético y ayuda a la lucha contra el cambio climático, así como a la contención de los precios en el mercado.

<sup>43</sup> <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Distintos estudios internacionales<sup>44 45 46</sup> reflejan que es técnicamente viable operar las centrales nucleares durante 60 años o más, incluso hasta 80 años, manteniendo los niveles de seguridad y fiabilidad exigidos por las legislaciones nacionales e internacional. Así, a 31 de diciembre de 2024, en el mundo había 138 reactores nucleares a los que los distintos organismos reguladores de 16 países les habían concedido o renovado su autorización de explotación para operar al menos durante 60 años, adoptando distintos esquemas: en unos casos se han concedido autorizaciones para 20 años adicionales a los inicialmente previstos, en otros por un periodo determinado y, en otros casos, de forma indefinida. En total, representan una tercera parte de los reactores nucleares existentes. Su distribución por países está reflejada en la figura 7.

**Figura 7: Reactores en el mundo con autorización de explotación para 60 o más años datos a 31 de diciembre de 2024.**



Fuente: Foro Nuclear con datos de PRIS-OIREA, NRC, NRA/Jaif, Rostechnadzor/Rosatom, STUK, SÚJB, SSM, FANR, ENSI, NRA, SENER/Gobierno de México, CNEN, CNSC, CNNC, ASN, ANVS y NNR

En Estados Unidos, donde la mayor parte tienen autorizaciones a 60 años, trece reactores -algunos de ellos unidades de referencia de las centrales españolas- cuentan con autorización para operar durante 80 años<sup>47</sup>.

En Polonia, el Gobierno aprobó en octubre de 2020 el primer programa nuclear del país, que prevé construir seis unidades con entre 6.000 y 9.000 MW de potencia instalada conjunta hasta el año 2040, basándose en reactores avanzados de agua a presión y con una inversión estimada de 34.000 millones de euros.

El país pretende reducir su dependencia del carbón (que históricamente ha sido la principal y mayoritaria fuente de generación de electricidad) y evitar alternativamente importaciones de gas ruso. De acuerdo con el cronograma ratificado en 2024, la construcción de la primera central nuclear comenzará en 2026 y el primer reactor se pondrá en marcha en 2033. Las demás unidades se implementarán cada 2 o 3 años.

Suecia, donde hubo hasta 13 reactores en funcionamiento -actualmente solo 6 de ellos continúan en operación-, cuenta con un programa para construir hasta diez nuevas unidades a mediados de la década de 2040. El gobierno apuesta por un nuevo desarrollo de la energía nuclear, tras haberse rechazado las solicitudes para construir parques eólicos marinos por motivos de defensa nacional.

En septiembre de 2024, el primer ministro anunció el comienzo de la construcción de un primer nuevo reactor nuclear en el año 2026, formando parte de una inversión de más de 34.000 millones de euros en reactores de gran potencia y reactores modulares pequeños (SMR por sus siglas en inglés).

En el mes de marzo de 2025, el gobierno sueco propuso una nueva legislación sobre el apoyo estatal a las inversiones en energía nuclear, en la que se contemplan préstamos estatales, así como un mecanismo de contratos por diferencia para el precio de la electricidad. Los préstamos, destinados a reducir el coste de financiación de nuevos proyectos nucleares, estarán limitados al

<sup>44</sup> <https://world-nuclear.org/images/articles/LTO-TF-Final.pdf>

<sup>45</sup> [www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_15154/legal-frameworks-for-long-term-operation-of-nuclear-power-reactors?details=true](http://www.oecd-nea.org/jcms/pl_15154/legal-frameworks-for-long-term-operation-of-nuclear-power-reactors?details=true)

<sup>46</sup> [www.energy.gov/ne/articles/whats-lifespan-nuclear-reactor-much-longer-you-might-think](http://www.energy.gov/ne/articles/whats-lifespan-nuclear-reactor-much-longer-you-might-think)

<sup>47</sup> [www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2025/06/Energia\\_2025.pdf?x97260](http://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2025/06/Energia_2025.pdf?x97260) (Cuadro 3.15)

equivalente de cuatro reactores de gran tamaño (alrededor de 1.000 MWe de potencia eléctrica instalada). El apoyo solo podrá concederse si los nuevos reactores se ubican en el mismo emplazamiento y cuentan con una potencia instalada total de al menos 300 MWe.

En mayo de 2025, el Parlamento de Bélgica ha votado a favor de derogar una ley de 2003 que establecía un calendario de cierre de las siete centrales nucleares del país y la prohibición de construcción de nuevas unidades, lo que ratifica la decisión del gobierno federal belga de mantener en funcionamiento durante diez años más sus dos centrales más recientes, Doel 4 y Tihange 3, hasta el año 2036.

Igualmente, Dinamarca, donde desde hace 40 años está prohibido el uso de la energía nuclear para la generación de electricidad, está reconsiderando la introducción de esta tecnología en su mix energético.

Sin embargo, en el caso de España, y como veremos a continuación, los reactores que conforman el parque nuclear podrán operar hasta una media de 46,5 años.

Adicionalmente, existe una gran preocupación entre las empresas gestoras de las redes eléctricas de distintos países en cómo cubrir la creciente demanda eléctrica de los centros de proceso de datos, que ya en el año 2021 consumieron alrededor del 1% de la producción total de energía eléctrica. Se estima que en 2030 su demanda alcance un 9% del total. Por ello, muchas empresas tecnológicas estadounidenses apuestan por la energía nuclear.

Amazon Web Services ha llegado a un acuerdo<sup>48</sup> en 2024 con Energy Northwest para construir y operar cuatro

reactores modulares pequeños con una potencia de aproximadamente 320 MW en la primera fase del proyecto, con la opción de aumentar a 960 MW en total. También ha realizado una inversión en X-energy, empresa desarrolladora de reactores modulares pequeños y combustible de próxima generación y ha firmado un contrato con Dominion Energy para explorar el desarrollo de un proyecto SMR cerca de la central nuclear de North Anna en el estado de Virginia, en el que se prevé que la demanda de energía aumente un 85% en los próximos 15 años. Por último, cerró un acuerdo con la compañía Talen para comprar electricidad de su central nuclear de Susquehanna, en el estado de Pennsylvania, para alimentar un centro de proceso de datos próximo a la central.

Por su parte, en septiembre de 2024, Microsoft firmó un acuerdo con Constellation Energy<sup>49</sup> para reactivar la unidad 1 de la central nuclear de Three Mile Island, que cesó su operación en 2019 por motivos económicos. Bajo el nombre de Crane Clean Energy Center, este reactor de agua a presión de 880 MWe entrará de nuevo en operación en 2028 y aportará electricidad libre de emisiones al menos hasta el año 2054.

Además, Google firmó en octubre de 2024 un acuerdo<sup>50</sup> para la compra de energía procedente de varios reactores modulares pequeños refrigerados por sales de fluoruro desarrollados por Kairos Power, empresa responsable de la construcción del primer proyecto de reactor avanzado en Estados Unidos. El desarrollo de estos reactores comenzará en 2030 y alcanzarán los 500 MW en 2035, ubicándose en zonas estratégicas para suministrar electricidad para sus centros de datos.

<sup>48</sup> [www.aboutamazon.com/news/sustainability/amazon-nuclear-small-modular-reactor-net-carbon-zero](https://www.aboutamazon.com/news/sustainability/amazon-nuclear-small-modular-reactor-net-carbon-zero)

<sup>49</sup> [www.constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html](https://www.constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html)

<sup>50</sup> <https://blog.google/outreach-initiatives/sustainability/google-kairos-power-nuclear-energy-agreement/>

## 7. El plan nacional integrado de energía y clima

El Gobierno de España formado en el año 2018 pretendía poner en práctica lo que el Partido Socialista Obrero Español venía proponiendo en sus programas electorales de las distintas elecciones generales anteriores: el cierre de las centrales nucleares en el momento en el que expiraran sus autorizaciones de explotación y, en todo caso, que operasen hasta un máximo de 40 años.

Sin embargo, y dado que los recursos acumulados hasta ese momento en el Fondo para la financiación de las Actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, el llamado Fondo Enresa, no sería suficiente para la gestión de los residuos radiactivos –especialmente el combustible gastado– y el desmantelamiento futuro de las instalaciones cuando alcanzasen el final de su vida operativa, en marzo del año 2019 se alcanzó un acuerdo y se firmó un Protocolo de Intenciones entre la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) y las empresas propietarias de las centrales nucleares españolas –bajo el auspicio del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico– por el que se establecía la continuidad de la operación (ver tabla 3) de los siete reactores que conforman el parque nuclear hasta una media de 46,5 años y un cierre progresivo de las mismas, comenzando por la unidad I de la central de Almaraz en noviembre de 2027 y terminando por la central de Trillo en mayo de 2035.

**Tabla 3. Autorizaciones de explotación de las centrales nucleares españolas según el Protocolo de Intenciones de marzo de 2019.**

Central nuclear	Inicio de la operación comercial	Cierre planificado	Años de operación
Almaraz I	Septiembre 1983	1 noviembre 2027 <sup>(1)</sup>	44
Almaraz II	Julio 1984	31 octubre 2028 <sup>(1)</sup>	44
Ascó I	Diciembre 1984	2 octubre 2030 <sup>(1)</sup>	46
Cofrentes	Marzo 1985	30 noviembre 2030 <sup>(1)</sup>	45
Ascó II	Marzo 1986	2 octubre 2031 <sup>(2)</sup> Septiembre 2032 <sup>(2)</sup>	46
Vandellós II	Marzo 1988	27 julio 2030 <sup>(2)</sup> Febrero 2035 <sup>(2)</sup>	47
Trillo	Agosto 1988	17 noviembre 2024 <sup>(2)</sup> Mayo 2035 <sup>(3)</sup>	47

(1) Fin de la autorización vigente y cese de la explotación previsto.

(2) Fin de la autorización vigente y renovación hasta cese de la explotación previsto.

(3) Cese de la explotación previsto

Fuente: Foro Nuclear con datos del Protocolo de Intenciones de marzo de 2019

Al mismo tiempo, en el Protocolo se acordó que, desde el 1 de enero de 2020, se incrementase la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario mediante la que se financia el servicio de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) a las centrales nucleares en explotación –la llamada Tasa Enresa– en un máximo del 20% respecto del valor que en ese momento tenía vigente, que es la que alimenta el Fondo Enresa.

Por otra parte, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico aprobó en marzo de 2021 una primera versión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). En el mismo se establecían una serie de objetivos para la transformación del modelo energético de España, de acuerdo con las directrices de la Unión Europea del paquete Fit for 55<sup>51</sup> en cuanto a descarbonización de los procesos productivos, la garantía del suministro y la disponibilidad de fuentes económicamente competitivas.

El PNIEC 2021-2030 establecía una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030 de, al menos, un 23% respecto al año de referencia de 1990, y una participación de las tecnologías renovables en la generación de energía eléctrica del 74%.

Por la exigencia de la Unión Europea a todos los estados miembros de actualizar de forma ambiciosa los objetivos establecidos en los diferentes planes nacionales –en el contexto geopolítico en el que busca conseguir soberanía energética–, en septiembre de 2024 el Gobierno de España aprobó una revisión de este Plan (PNIEC 2023-2030)<sup>52</sup>, estableciendo una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 32% en el año 2030 respecto a los niveles del año 1990, una participación de las energía renovables de un 48% en la demanda de energía final bruta, una participación de las fuentes renovables (especialmente eólica y solar fotovoltaica) de un 81% en la generación de energía eléctrica y un

incremento de un 42% de la eficiencia energética respecto a la registrada en el año 1990.

Adicionalmente, y como aspecto clave para la penetración masiva de las energías renovables en el sistema eléctrico, el Plan establece que habrán de estar operativos al menos 22,5 GW de potencia de almacenamiento eléctrico masivo –baterías y centrales hidroeléctricas o de bombeo– en dicho horizonte temporal.

En el Plan se apuesta por la utilización del gas en ciclos combinados como potencia de respaldo frente a la intermitencia de las fuentes renovables y se recoge lo acordado en el Protocolo de Intenciones de marzo de 2019, de tal manera que las siete unidades que conforman el parque nuclear seguirán en funcionamiento hasta finales de 2027 y que en 2030 la potencia nuclear pasa a ser menos de la mitad respecto a la que actualmente se encuentra en funcionamiento, cesando la actividad de las tres unidades restantes de forma progresiva hasta el año 2035.

Hoy en día, y a pesar del notable incremento de la potencia renovable, especialmente fotovoltaica, los objetivos de capacidad de almacenamiento están muy retrasados respecto a los fijados en el PNIEC, ya que la potencia instalada de turbinación de bombeo y baterías no llega a 3.500 MW. Sin embargo, el cese de actividad de las centrales nucleares se mantiene fijo de manera concreta con unas fechas determinadas (ver tabla 3).

<sup>51</sup> [www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/](http://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/)

<sup>52</sup> [www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](http://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf)

## 8. Viabilidad de la energía nuclear en España

En España, desde mediados del año 2023 se viene produciendo una gran volatilidad en los precios del mercado mayorista de la electricidad debido a la masiva entrada de fuentes renovables. Esto supone que en los momentos de producción de estas fuentes los precios caen fuertemente, incluso con valores cercanos a cero o negativos. Sin embargo, cuando estas fuentes no producen, los precios suben mucho por la necesidad de un mayor uso de las fuentes térmicas (principalmente ciclos combinados de gas) y el carácter marginalista del mercado en la formación de los precios, y lo harían mucho más si no se dispusiese del 20% de electricidad que genera el parque nuclear, ya que habría muchas horas en las que los ciclos combinados de gas tendrían que suplir esa producción eléctrica.

Esta volatilidad ha llevado a que, en algunas ocasiones a lo largo de los dos últimos ejercicios, las centrales nucleares hayan tenido que reducir carga para tratar de contener pérdidas al estar el precio de mercado por debajo de sus costes variables. Las centrales nucleares han ido mejorando sus procedimientos para operar, dentro de ciertos límites, de forma flexible en consonancia con otros países de su entorno, sin que variaciones sostenidas de potencia afecten a su seguridad ni a su fiabilidad. Hay que tener en cuenta que el 75% de los costes variables de las centrales nucleares está destinado a pagar los tributos y tasas a las que están sometidas<sup>53</sup>, lo que constituye una enorme barrera de entrada al mercado.

Por otra parte, tanto en el mes de marzo de 2024 como en el mes de abril de 2025, y debido a que las condiciones meteorológicas provocaron una alta penetración de la generación renovable de manera prolongada, haciendo que el mercado eléctrico cotizase de forma sostenida por debajo de los costes variables de las centrales nucleares,

la oferta de algunas de las mismas no resultó casada por el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) ni fueron llamadas a funcionar por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España - REE).

En concreto, en marzo de 2024 se procedió a la parada programada de la unidad I de la central de Almaraz y de la central de Cofrentes y en abril de 2025 a la de las dos unidades de la central de Almaraz y a la de la central de Cofrentes, manteniéndose así durante varios días consecutivos. Esta situación fue notificada al Consejo de Seguridad Nuclear y aprobada por el operador del sistema y el operador del mercado.

Dada su característica de potencia base, la energía nuclear no presiona la formación de los precios en el mercado mayorista, al ofertar su producción a precio cero, por lo que sin su participación los precios del mercado mayorista serían mayores, ya que su producción eléctrica tendría que ser cubierta por la de otra tecnología cuyo precio se hubiese ofertado por encima del último de casación (y por tanto quedando fuera de la misma), dado el carácter marginalista del mercado.

El mercado eléctrico mayorista en España funciona bajo un sistema marginalista que determina el precio de la electricidad por la última tecnología necesaria para cubrir la demanda en cada hora y que es gestionado por OMIE. Cada día a las 12 horas, los productores de electricidad presentan ofertas de venta de energía para las 24 horas del día siguiente, indicando cuánto producirán y a qué precio están dispuestos a vender. Al mismo tiempo, los compradores de electricidad presentan sus ofertas de compra con la cantidad y el precio límite que aceptan pagar.

OMIE ordena las ofertas de venta de menor a mayor precio (curva de oferta) y ordena las ofertas de compra de mayor a menor precio (curva de demanda). El punto en

<sup>53</sup> [www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf](http://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf)

que ambas curvas se cruzan fija la cantidad a intercambiar y el precio de mercado para cada hora, que coincide con el coste del último generador necesario, el denominado precio marginal. Todos los productores que ofertaron a precios iguales o inferiores al precio marginal cobran ese mismo precio, aunque su coste real de generación sea inferior.

En cualquier caso, sí se puede afirmar que las centrales nucleares españolas son económicamente competitivas, si se atiende a sus costes intrínsecos, operación y mantenimiento, combustible, amortización de inversiones recurrentes y gastos de personal, que suponen un total de entre 40 y 50 euros por cada MWh producido.

Sin embargo, están sometidas a una carga tributaria<sup>54</sup> – conjunto de impuestos y tasas de carácter nacional, autonómico y local– excesiva e incluso en algunos casos redundante, que supone una cifra de entre 17 y 18 €/MWh producido y un monto total cercano a los 1.000 millones de euros anuales. Esta tributación no es homogénea ni comparable a la del resto de tecnologías que participan en el sistema eléctrico español, lo que penaliza su funcionamiento y gestión. Además, el gravamen de los tributos no se produce sobre los beneficios de las centrales nucleares ni sobre su facturación, sino sobre el objeto de la operación de las mismas, es decir, la producción de electricidad.

Adicionalmente, en junio de 2024, el Gobierno de España aprobó el Real Decreto 589/2024<sup>55</sup> por el que se modificaba la Tasa Enresa a partir del 1 de julio de 2024 y que pagan en su totalidad los titulares de las centrales nucleares para su futuro desmantelamiento y gestión del combustible gastado.

Esta modificación, que representa un incremento de 2,38 euros por cada MWh producido respecto a la tasa que estaba vigente (7,98 €/MWh desde el 1 de enero de 2020), es absolutamente ajena a la operación de las centrales nucleares y se debe exclusivamente a los cambios adoptados en el 7º Plan General de Residuos Radiactivos<sup>56</sup> aprobado por el Gobierno en diciembre de 2023 y por la falta de consenso entre las diferentes

instituciones involucradas. El 7º PGRR supone un cambio sustancial en cuanto a la gestión del combustible irradiado respecto al anterior plan. Cancela el proyecto de construcción y puesta en marcha de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) en el municipio conquense de Villar de Cañas y contempla la construcción y operación de siete Almacenamientos Descentralizados (ATDs) en cada uno de los emplazamientos de las centrales nucleares con combustible gastado (tanto en operación como en proceso de desmantelamiento) y un Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) para su almacenamiento definitivo, cuya entrada en operación está estimada para el año 2073 (ver apartado 4).

Todos estos cambios suponen un encarecimiento en la gestión de más de 2.200 millones de euros. Por tanto, y puesto que han sido adoptados por el Gobierno sin consenso con los agentes involucrados, los sobrecostes del nuevo Plan no deberían imputarse, en ningún caso, a los titulares de las centrales nucleares. Además, hay que recordar que el Protocolo de Intenciones de marzo de 2019 contemplaba un incremento máximo del 20% del valor de esta tasa respecto al que en ese momento tenía (6,69 €/MWh) y hasta el límite de los 7,98 €/MWh vigente.

Este nuevo incremento del 30% aprobado unilateralmente por el Gobierno supone que la Tasa Enresa tiene un nuevo valor de 10,36 €/MWh y que las empresas propietarias de las centrales nucleares tengan que ingresar, a partir del 1 de julio de 2024, unos 130 millones de euros anuales adicionales a los 450 millones de euros que el conjunto del parque nuclear español ya estaba aportando cada año al Fondo de Enresa desde enero de 2020.

Este hecho, junto con la desproporcionada, discriminatoria y asfixiante carga fiscal que soporta, pone en riesgo la viabilidad y la continuidad de la operación del parque nuclear español. En este sentido, un reciente informe<sup>57</sup> de la consultora PricewaterhouseCoopers PwC indica que el conjunto de la carga fiscal que soporta se ha incrementado más de un 70% en los últimos cinco ejercicios y que entre los años 2025 y 2035 supondrá más de un 40% de sus costes totales.

<sup>54</sup> [www.pwc.es/es/publicaciones/energia/decalogo-energia-nuclear/carga-fiscal-energia-nuclear.html](http://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/decalogo-energia-nuclear/carga-fiscal-energia-nuclear.html)

<sup>55</sup> [www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-12863](http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-12863)

<sup>56</sup> [www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/residuos/plan-general.html](http://www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/residuos/plan-general.html)

<sup>57</sup> [www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf](http://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf)

## 9. Resumen y conclusiones

La comunidad internacional lleva décadas preocupándose por el desarrollo sostenible, aquél que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin poner en peligro la capacidad de las generaciones venideras de satisfacer las suyas propias.

Si nos centramos en el ámbito de la energía, existe una relación clara entre su uso, la emisión de gases de efecto invernadero por la utilización de los combustibles fósiles y el cambio climático, del que la comunidad internacional es consciente desde hace décadas.

Por esta razón, además de las de garantizar el suministro energético y la competitividad de los procesos productivos, España, como el resto de países del mundo, y muy especialmente los de nuestro entorno europeo, se encuentra inmersa en un proceso de cambio que se ha venido en llamar transición energética y que pretende transformar el modelo energético, base de la economía, en los próximos años.

El parque nuclear español está formado por siete reactores en cinco emplazamientos. De forma conjunta, cada año producen alrededor de 55.000 GWh, habiéndose convertido en los últimos trece años en la única tecnología que ha generado más del 20% de la electricidad de nuestro país.

Por otra parte, en los reactores nucleares no se produce una reacción de combustión, sino el proceso físico de la fisión de los átomos de uranio, lo que no provoca la emisión de CO<sub>2</sub> ni gases de efecto invernadero a la atmósfera. De hecho, el parque nuclear evita que se emitan anualmente unos 20 millones de toneladas de dióxido de carbono.

Además, hay que tener en cuenta que las centrales nucleares son económicamente competitivas, si se atiende a sus costes intrínsecos: operación y mantenimiento,

combustible, amortización de inversiones recurrentes y gastos de personal, y que las características de su

tecnología las hacen fundamentales para la estabilidad y el control del funcionamiento del sistema eléctrico.

A pesar de todo ello, y de la necesidad de abordar la transición energética, el Gobierno de España ha ratificado, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 y en el 7º Plan General de Residuos Radiactivos, que nuestro país deje de utilizar la energía nuclear para la producción de electricidad en el año 2035.

En marzo de 2019, por la necesidad de incrementar los recursos con los que cuenta el llamado Fondo Enresa, se había firmado un Protocolo de Intenciones entre la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) y las empresas propietarias de las centrales nucleares españolas –auspiciado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico– en el que se contempla el cese de actividad ordenado de los siete reactores, comenzando con la unidad I de la central de Almaraz en noviembre de 2027 y terminando con la central de Trillo en mayo de 2035, lo que supone un funcionamiento medio de 46,5 años, y el incremento de la llamada Tasa Enresa en un 20% a partir del 1 de enero de 2020.

En el PNIEC 2023-2030 se establecen los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (32% en el año 2030 respecto a los niveles del año 1990) y de participación de las fuentes renovables (especialmente eólica y solar fotovoltaica) de un 81% en la generación de energía eléctrica. Adicionalmente, y como aspecto clave que permita la penetración masiva de las energías renovables, el Plan establece que habrán de estar operativos al menos 22,5 GW de potencia de almacenamiento.

Además, en el Plan se apuesta por la utilización del gas en ciclos combinados como potencia de respaldo frente a la intermitencia de las tecnologías renovables y se recoge lo acordado en el Protocolo de Intenciones, de tal manera que la potencia nuclear pasa a ser menos de la mitad en el año 2030 respecto a la que actualmente se encuentra en funcionamiento.

A día de hoy, y aunque se ha producido un notable incremento de la potencia renovable, especialmente fotovoltaica, la instalación de capacidad de almacenamiento está muy retrasada respecto a los objetivos fijados en el PNIEC. Sin embargo, el cese de actividad de las centrales nucleares está fijado de manera concreta con unas fechas determinadas.

A pesar de su competitividad intrínseca, hay que recordar que las centrales nucleares españolas están sometidas a una carga tributaria -nacional, autonómica y local- excesiva e incluso en algunos casos redundante, así como discriminatoria y no homogénea ni comparable a la del resto de tecnologías que participan en el sistema eléctrico español, lo que penaliza el funcionamiento y la gestión de las mismas y las hace artificialmente inviables.

A nivel mundial, la preocupación por la contención de los precios de la electricidad, la autonomía estratégica, la garantía de suministro y el cambio climático han impulsado a que un gran número de países hayan decidido incorporar y/o reforzar el papel de la energía nuclear. Así, la operación a largo plazo durante 60 o más años es una práctica habitual y en muchos se están construyendo nuevas unidades.

En este sentido, la Comisión Europea propuso incluir a la generación nuclear dentro de la taxonomía como una actividad de transición de acuerdo con la normativa de la Unión Europea. El periodo de transición durante el que se ha establecido su inclusión alcanza hasta el año 2040 para las centrales nucleares existentes y hasta 2045 para centrales de nueva construcción. Fue aprobado en el año 2022 y es de aplicación desde el 1 de enero de 2023.

También en la Cumbre del Clima de Naciones Unidas se incluyó a la energía nuclear como vía para frenar las emisiones al resultar imprescindible reducir el uso de los combustibles fósiles y acelerar el de tecnologías con bajas emisiones en su ciclo completo de vida. En las dos últimas cumbres, 31 países se han comprometido a triplicar la potencia nuclear global en el horizonte 2050 y las principales entidades financieras mundiales han anunciado el apoyo económico a este planteamiento.

Por todas estas razones, no parece lógico que España sea el único país del mundo con centrales nucleares en operación que se oponga radicalmente a esta tecnología. No tiene sentido aferrarse a mantener un plan de cierre como el que se firmó en el Protocolo de Intenciones de marzo de 2019, ya que las condiciones energéticas, ambientales y geoestratégicas han variado sustancialmente desde entonces hasta el momento actual. Lo más razonable sería modificarlo ante el papel de la energía nuclear en garantizar el suministro, no emitir CO<sub>2</sub> en su operación y contener los precios de la electricidad, y asegurar que se racionalice la fiscalidad a la que está sometida.

En España, las centrales nucleares han de constituir un elemento clave en el marco de la transición energética.

# 10. Bibliografía

- Meadows, Dennis L. et al.: *The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*. New York: Universe Books. 1972
- Brundtland, Gro Harlem: *Our Common Future: Report of the World Commission on Environment and Development*. Ginebra: Naciones Unidas. 1987
- United Nations: "Framework Convention on Climate Change". Rio de Janeiro (Brasil) 3-14 junio 1992. <https://unfccc.int/process-and-meetings/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change>
- World Energy Council: *Pursuing sustainability: 2010 Assessment of country energy and climate policies*. Paris: International Energy Agency. OECD Publishing. 2010
- United Nations: "The Paris Agreement". UNTC XXVII-7-d. 12 de diciembre de 2015. UNFCCC. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- International Energy Agency: *Nuclear Power and Secure Energy Transitions: From Today's Challenges to Tomorrow's Clean Energy Systems*. Paris: International Energy Agency. 2022
- International Energy Agency: *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Paris: International Energy Agency. 2021
- Intergovernmental Panel on Climate Change: *Global Warming of 1.5 °C: An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. Ginebra: IPCC. 2018
- United Nations Economic Commission for Europe: *Nuclear Power – Technology Brief*. UNECE. 2021
- United Nations Economic Commission for Europe: *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources (ECE Energy Series No. 141)*. Ginebra: United Nations Publications. 2021
- United States Congress: H.R.5376 – Inflation Reduction Act of 2022. Public Law No. 117-169. Washington. 2022
- Holtec International: "NRC Reauthorizes Palisades Operating License in Historic First for U.S. Nuclear Industry". 24 de julio de 2025. <https://holtecinternational.com/2025/07/24/hh-40-15/>
- United Nations Framework Convention on Climate Change: *Outcome of the first global stocktake*. Dubai: UNFCCC. 2023
- United States Department of Energy: "At COP28, Countries Launch Declaration to Triple Nuclear Energy Capacity by 2050, Recognizing the Key Role of Nuclear Energy in Reaching Net Zero". 1 de diciembre de 2023. Dubai: USDOE. <https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-triple-nuclear-energy-capacity-2050-recognizing-key>
- World Nuclear News: "International banks express support for nuclear expansion". 23 de septiembre de 2024. WNN. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/international-banks-express-support-for-nuclear-expansion>
- Kraev, Kamen: "EIB Says 'Bankable' Reactor Projects, Including SMRs, Could Be Eligible". 8 de marzo de 2024. NucNet. <https://www.nucnet.org/news/eib-says-bankable-reactor-projects-including-smrs-could-be-eligible-3-5-2024>
- World Bank Group: "World Bank Group, IAEA Formalize Partnership to Collaborate on Nuclear Energy for Development". 26 de junio de 2025. Paris: World Bank Group. <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2025/06/26/world-bank-group-iaea-formalize-partnership-to-collaborate-on-nuclear-energy-for-development>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto

- Demográfico: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (serie 1990-2023): Documento de Inventario Nacional. Madrid: MITECO. Marzo 2025
- Red Eléctrica de España: Informe del Sistema Eléctrico 2024. Madrid: REE. Marzo 2025
  - Red Eléctrica de España: “Estructura de la generación por tecnologías (GWh) [Conjunto de datos]. Sistema eléctrico: nacional”. <  
[https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start\\_date=2024-01-01T00:00&end\\_date=2024-12-31T23:59&time\\_trunc=year&systemElectric=nacional](https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start_date=2024-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional)>
  - Red Eléctrica de España: “Estructura de la generación por tecnologías (GWh) [Conjunto de datos]. Sistema eléctrico: nacional”.  
[https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start\\_date=2024-01-01T00:00&end\\_date=2024-12-31T23:59&time\\_trunc=year&systemElectric=nacional](https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start_date=2024-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional)>
  - International Atomic Energy Agency: Nuclear Energy and Climate Change: Questions and Answers on Progress, Challenges and Opportunities (PAT/002). Vienna: IAEA. 2023
  - Energy Institute: Statistical Review of World Energy 2025 - 74th edition. Londres: Energy Institute. 2025
  - Comisión Europea: “REPowerEU: Plan para reducir rápidamente la dependencia con respecto a los combustibles fósiles rusos y avanzar con rapidez en la transición ecológica (Comunicación COM (2022) 230 final)”. 18 de mayo de 2022. Bruselas: Comisión Europea.  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131)
  - Foro de la Industria Nuclear Española: “Cuadro 1.8”. ENERGÍA 2025. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española. 2025
  - Nuclear Energy Agency e International Atomic Energy Agency: Uranium 2024: Resources, Production and Demand. Paris: OECD Publishing. 2025
  - ENUSA Industrias Avanzadas: Memoria Anual 2024. Madrid: ENUSA Industrias Avanzadas. Junio 2025
  - Boletín Oficial del Estado: “Ley 25/1964 de 29 de abril”. BOE núm. 107. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. 4 de mayo de 1964
  - Boletín Oficial del Estado: “Real Decreto 102/2014 de 21 de febrero”. BOE núm. 58. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. 8 de marzo de 2014
  - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (coordinador): 7º Plan General de Residuos Radiactivos. Madrid: MITECO. Diciembre 2023
  - Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E.: [www.enresa.es/esp/](http://www.enresa.es/esp/)
  - Boletín Oficial del Estado: “Real Decreto 1522/1984 de 4 de julio”. BOE núm. 201. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. 22 de agosto de 1984
  - Boletín Oficial del Estado: “Resolución de 11 de noviembre de 2024, de la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, por la que se autoriza la ejecución y montaje del Almacén Temporal Individualizado (ATI-100) de la Central Nuclear Vandellós II”. BOE núm. 306. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. 20 de diciembre de 2024
  - Consejo de Seguridad Nuclear:  
<https://www.csn.es/csn/transparencia>
  - Institute of Nuclear Power Operations:  
<https://www.inpo.info/>
  - World Association of Nuclear Operators:  
<https://www.wano.info/>
  - International Atomic Energy Agency: Defence in Depth in Nuclear Safety: INSAG-10 (STI/PUB/1013). Viena: IAEA. 1996
  - International Atomic Energy Agency: Convención sobre Seguridad Nuclear (INFCIRC/449). Viena: IAEA. 17 de junio de 1994
  - International Atomic Energy Agency: Safety Culture: Safety Series No. 75-INSAG-4. Viena: IAEA. 1991
  - International Atomic Energy Agency. Power Reactor Information System: <  
<https://pris.iaea.org/PRIS/Home.aspx>>
  - Comisión Europea. Dirección General de Estabilidad Financiera, Servicios Financieros y Unión de Mercados de Capitales: EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation. 2 de febrero de 2022

- European Commission: The Draghi report on EU competitiveness. Bruselas: European Commission. Septiembre 2024
- International Energy Agency: World Energy Outlook 2024. París: IEA. Octubre 2024
- World Nuclear Association: The Enduring Value of Nuclear Energy Assets: Technical position paper by the Long-term Operation Task Force (Report No. 2020/003). Londres: WNA. Junio 2020
- Nuclear Energy Agency: Legal Frameworks for Long-Term Operation of Nuclear Power Reactors. París: OECD Publishing. 2019
- Departamento de Energía de Estados Unidos. Oficina de Energía Nuclear: "What's the Lifespan for a Nuclear Reactor? Much Longer Than You Might Think". 16 de abril de 2020. <https://www.energy.gov/ne/articles/whats-lifespan-nuclear-reactor-much-longer-you-might-think>
- Foro de la Industria Nuclear Española: "Cuadro 3.15". ENERGÍA 2025. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española. 2025
- Amazon: "Amazon signs agreements for innovative nuclear energy projects to address growing energy demands. 16 de octubre de 2024. Seattle: Amazon. <https://www.aboutamazon.com/news/sustainability/amazon-nuclear-small-modular-reactor-net-carbon-zero>
- Constellation Energy: "Constellation to Launch Crane Clean Energy Center, Restoring Jobs and Carbon-Free Power to the Grid". 20 de septiembre de 2024. Londonderry, PA: Constellation Energy < <https://www.constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html>>
- Google: "New nuclear clean energy agreement with Kairos Power". 14 de octubre de 2024. Google. <https://blog.google/outreach-initiatives/sustainability/google-kairos-power-nuclear-energy-agreement/>
- European Council: "Fir for 55". Bruselas. < [www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/](http://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/)>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030. Madrid: MITECO. Septiembre 2024
- PwC España: Carga fiscal y energía nuclear, la viabilidad de las centrales está amenazada. Madrid: PwC España. Julio 2024
- PwC España: Carga fiscal y energía nuclear, la viabilidad de las centrales está amenazada. Madrid: PwC España. Julio 2024
- Boletín Oficial del Estado: "Real Decreto 589/2024, de 25 de junio, por el que se modifica la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario mediante la que se financia el servicio de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E., (Enresa) a las centrales nucleares en explotación". BOE núm. 154. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. 26 de junio de 2024
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (coordinador): 7º Plan General de Residuos Radiactivos. Madrid: MITECO. Diciembre 2023
- PwC España: Carga fiscal y energía nuclear, la viabilidad de las centrales está amenazada. Madrid: PwC España. Julio 20

# 11. Sobre el autor

Antonio González Jiménez

Ingeniero de Minas. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Universidad Politécnica de Madrid.

Diplomado en Dirección y Administración de Empresa. IESE. Universidad de Navarra.

Director de Estudios y Apoyo Técnico. Foro de la Industria Nuclear Española

## 12. Otras publicaciones

Set	2025	DT	Artificial Intelligence in economics and finance an AI-driven literature review	Andres Alonso-Robisco
Jun	2025	NT	The crypto space under the new trump administration	Sergi Barberán
Abr	2025	DT	Método sistemático para encontrar empresas de calidad	Ferran Carreras Lavila
Mar	2025	DT	Escenarios de la inversión de impacto ante el inversor particular	Andrea González G.Vega
Feb	2025	NT	Los informes Letta y Draghi: Mismas recetas...¿distintos resultados? Una mirada crítica	Pablo Agnese
Ene	2025	DT	How similar is the Chinese economy to that of Japan after the bubble burst?	Alicia García Herrero
Nov	2024	DT	Resolving sovereign in the era of geopolitical tensions	Sergi Lanau
Oct	2024	DT	Shadow Banking: current Headaches, Old Problems?	David Ramos Muñoz
Set	2024	DT	Situación actual de los NFTs y del Metaverso	Joaquim Matinero Tor
Set	2024	NT	La macroeconomía argentina y los primeros días del experimento anarcocapitalista del presidente Milei	Alejandro D. Jacobo
Jul	2024	DT	Principales instrumentos públicos para financiar la innovación de las empresas	Víctor Cruz Salgado Miguel Carretero Rodríguez
May	2024	NT	El negocio de adquisición de pagos: evolución reciente y desarrollos de futuro	Arturo Zamarrigo Muñoz Jose María López Jiménez
Abril	2024	NT	<i>Spin-offs</i> , características y el impacto de la deuda en este tipo de oportunidades	Joan Anglada Salarich
Mar	2024	NT	Situación de la regulación de la prevención del blanqueo de capitales y de la financiación del terrorismo en el marco de los criptoactivos	Macarena López Martínez
Feb	2024	DT	Riesgo climático. De los conceptos básicos al uso de escenarios NGFS	Vicente Bouza Álvarez
Dic	2023	DT	Making Biodiversity Material in Financial Decision-Making	Mark Halle
Nov	2023	NT	El mercado de la vivienda mundial: ¿Una nueva burbuja inmobiliaria?	José María Raya
May	2023	DT	El <i>direct lending</i> : Una alternativa creciente en la financiación a empresas	Albert Gumà, Ramiro Lama y Eloi Noya
Abr	2023	DT	Los mercados energéticos en España y Europa	Roger Medina Juidías
Mar	2023	DT	La tecnología cuantitativa de los roboadvisors	Gerard Albà Soler y Amau Vía Martínez-Seara
Ene	2023	DT	Business Angels: Creadores de Valor de impacto en el ecosistema emprendedor	Juan Álvarez de Lara
Dic	2022	NT	El papel del Sistema de Derechos de Emisión en la transición a la Neutralidad climática	Luis Antonio Galiano Bastarrica
Dic	2022	DT	Las divisas digitales de los Bancos Centrales: En los albores de un sistema financiero digital	Fernando Rojas Traverso y Francisco del Olmo García
Nov	2022	NT	Efectos de la tokenización de activos para los mercados financieros	Carlos de Fuenmayor
Oct	2022	NT	Comptabilitat per la sostenibilitat: Aplicació pràctica d'un ràting ESG	Josep Maria Caselles, Jaume Gené y Jordi Martí
Jul	2022	DT	Instrumentos financieros vinculados a la inflación y su uso para la cobertura de riesgos	Francisco José Alcalá Vicente
Jun	2022	DT	La descarbonización del sistema energético global. Enseñanzas de los escenarios del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático	José M <sup>º</sup> Martín-Moreno y Jorge Blázquez

Mar	2022	DT	Crisis económica COVID'19: Elementos diferenciales. Una especial consideración a la política monetaria y su impacto en los mercados financieros	David Cano Martínez
Mar	2022	DT	Retos y oportunidades del estrés climático de la banca europea	Francisco del Olmo García y Fernando Rojas Traverso
Feb	2022	NT	Criptoactivos: un nuevo activo de inversión	Carlos de Fuenmayor
Dic	2021	DT	Bonos contingentes convertibles (Coco): de Basilea III a la transición sostenible	Arturo Zamarriego Muñoz
Nov	2021	NT	Special Purpose Acquisition Company (SPAC)	Carlos de Fuenmayor
Oct	2021	DT	Sostenibilidad de la deuda: geometría y límites difusos	Daniel Suárez Montes
Set	2021	NT	Bonos Sociales: Financiando la equidad	Julián Romero Zarco
Set	2021	DT	El imprescindible papel de las agencias de <i>Rating</i> en el viraje hacia la sostenibilidad	Antonio Madera del Pozo
Jul	2021	NT	Measuring and targeting systemic cyclical risks – the Countercyclical Capital Buffer	Sofía Velasco
Jun	2021	NT	El Sandbox regulatori: ¿Es una oportunitat d'apropar el sector al regulador mitjançant la digitalització?	Pablo Domenech
May	2021	DT	Comportament diferencial en mercats de capital d'empreses sostenibles. Una mirada a les empreses emisoras de bons verds	Jorge Sanz González
Abr	2021	NT	Carteres òptimes alternatives a la de mínima volatilitat de Markowitz	Laura Valls Sanchis
Feb	2021	DT	Megatendències i temàtiques en carteres de renda variable	David Cano y Francisco Lomba
Feb	2021	DT	Riscos relacionats amb el clima i mediambientals: una introducció a les expectatives supervisors i al risc	Arturo Fraile Izquierdo
Nov	2020	NT	Nuevos indicadores económicos para una nueva era	Diego Isabel La Moneda
Oct	2020	NT	Aspectos legales de las ISR a las entidades de capital de riesgo	Alex Plana Paluzie
Jul	2020	NT	Dark Pools and High Frequency Trading: A Brief Note	Anna Bayona
Jun	2020	DT	Los emisores soberanos ante la revolución sostenible	Andrés Alonso
Jun	2020	NT	El impuesto español sobre transacciones financieras, una medida alejada de la Tasa Tobin	Jordi Pey Nadal
May	2020	DT	¿Cómo valorar una <i>start-up</i> y qué métodos de valoración son más adecuados?	Roger Martí Bosch
Mar	2020	NT	Libra: ¿La moneda que puede cambiar el futuro del dinero?	Miguel otero Iglesias
Dic	2019	NT	¿Cómo puede un inversor particular implementar una estrategia sencilla y barata en factores? ¿Qué puede esperar de ella?	Ferran Capella Martínez
Dic	2019	DT	Una nota sobre la valoración de <i>cross currency swaps</i>	Lluís Navarro i Gorbés
Nov	2019	DT	Criptoactivos: naturaleza, regulación y perspectivas	Víctor Rodríguez Quejido
Oct	2019	NT	¿Qué valor aportan al asesoramiento financiero los principales <i>insights</i> puestos de manifiesto por la <i>behavioral economics</i> ?	Óscar de la Mata Guerrero
Jul	2019	NT	El MARF y su positivo impacto en el mercado financiero actual	Aitor Sanjuan Sanz
Jun	2019	NT	Las STO: ¿puede una empresa financiarse emitiendo tokens de forma regulada?	Xavier Foz Giralt
Abr	2019	NT	Criterios de selección para formar una cartera de inversión basada en empresas del Mercado Alternativo Bursátil (MAB)	Joan Anglada Salarich
Mar	2019	DT	Limitaciones del <i>blockchain</i> en contratación y propiedad	Benito Arruñada
Feb	2019	NT	MREL y las nuevas reglas de juego para la resolución de entidades bancarias	Francisco de Borja Lamas Peña

Dic	2018	DT	Principios éticos en el mundo financiero	Antonio Argandoña y Luis Torras
Nov	2018	NT	Inversión socialmente responsable 2.0. De la exclusión a la integración	Xosé Garrido
Nov	2018	NT	Transformación de los canales de intermediación del ahorro. El papel de las fintech. Una especial consideración a los <<robo advisors>>	David Cano Martínez
Oct	2018	DT	La Crisis Financiera 2007-2017	Aristóbulo de Juan
Jul	2018	NT	Evolución del Equity Crowdfunding en España, 2011-2017	Marc Montemar Parejo y Helena Benito Mundet
Jul	2018	NT	Demografía, riesgo y perfil inversor. Análisis del caso español	Javier Santacruz Cano
Jun	2018	NT	Gestión financiera del riesgo climático, un gran desconocido para las las empresas españolas	Ernesto Akerman Brugés
May	2018	NT	Las SOCIMI: ¿Por qué se han convertido en el vehículo estrella del sector inmobiliario?	Pablo Domenech
Mar	2018	NT	Desequilibrios recientes en TARGET2 y sus consecuencias en la balanza por cuenta corriente	Eduardo Naranjo
Ene	2018	NT	La Segunda Directiva de Servicios de Pago y sus impactos en el mercado	Javier Santamaría
Dic	2017	DT	"Factor investing", el nuevo paradigma de la inversión	César Muro Esteban
Nov	2017	NT	La implantación de IFRS9, el próximo reto de la banca europea	Francisco José Alcalá Vicente
Oct	2017	NT	El Marketplace Lending: una nueva clase de activo de inversión	Eloi Noya
Oct	2017	NT	Prácticas de buen gobierno corporativo y los inversores institucionales	Alex Bardají
Set	2017	NT	El proceso de fundrasing: Como atraer inversores para tu Startup	Ramón Morera Asiain
Jun	2017	NT	Clases de ETF según su método de réplica de benchmarks y principales riesgos a los que están sujetos los inversores, con especial foco en el riesgo de liquidez	Josep Bayarri Pitchot
May	2017	NT	Las consecuencias económicas de Trump. Análisis tras los cien primeros días	L.B. De Quirós y J. Santacruz
Mar	2017	DT	Indicadores de coyuntura en un nuevo entono económico	Ramon Alfonso
Ene	2017	NT	La protección del inversor en las plataformas de crowdfunding vs productos de banca tradicional	Álex Plana y Miguel Lobón
Oct	2016	NT	Basilea III y los activos por impuestos diferidos	Santiago Beltrán
Sep	2016	DT	El Venture Capital como instrumento de desarrollo económico	Ferran Lemus
Jul	2016	DT	MAB: una alternativa de financiación en consolidación	Jordi Rovira
Jun	2016	NT	Brasil, un país de futuro incierto	Carlos Malamud
May	2016	DT	La evolución de la estrategia inversora de los Fondos Soberanos de Inversión	Eszter Wirth
Abr	2016	DT	Shadow Banking: Money markets odd relationship with the law	David Ramos Muñoz
Mar	2016	DT	El papel de la OPEP ante los retos de la Nueva Economía del Petróleo	José Mª Martín-Moreno
Feb	2016	NT	Guerra de divisas: los límites de los tipos de cambio como herramienta de política económica. Un análisis a partir de los ICM	David Cano
Ene	2016	DT	1+1=3 El poder de la demografía. UE, Brasil y México (1990-2010): demografía, evolución socioeconómica y consecuentes oportunidades de inversión	Pere Ventura Genescà
Nov	2015	DT	¿Un reto a las crisis financieras? Políticas macroprudenciales	Pablo Martínez Casas
Oct	2015	NT	Revitalizando el mercado de titulaciones en Europa	Rosa Gómez Churruca y Olga I. Cerqueira de Gouveia

Abr	2015	NT	Ganancias de competitividad y deflación es España	Miguel Cardoso Lecourtois
Ene	2015	DT	Mercado energético mundial: desarrollos recientes e implicaciones geoestratégicas	Josep M. Villarrúbia
Dic	2014	DT	China's debt problem: How worrisome and how to deal with it?	Alicia García y Le Xía
Nov	2014	NT	Crowdequity y crowdlending: ¿fuentes de financiación con futuro?	Pilar de Torres
Oct	2014	NT	El bitcoin y su posible impacto en los mercados	Guillem Cullerés
Sep	2014	NT	Regulación EMIR y su impacto en la transformación del negocio de los derivados OTC	Enric Ollé
Mar	2014	DT	Finanzas islámicas: ¿Cuál es el interés para Europa?	Celia de Anca
Dic	2013	DT	Demografía y demanda de vivienda: ¿En qué países hay un futuro mejor para la construcción?	José María Raya
Nov	2013	DT	El mercado interbancario en tiempos de crisis: ¿Las cámaras de compensación son la solución?	Xavier Combis
Sep	2013	DT	CVA, DVA y FVA: impacto del riesgo de contrapartida en la valoración de los derivados OTC	Edmond Aragall
May	2013	DT	La fiscalidad de la vivienda: una comparativa internacional	José María Raya
Abr	2013	NT	Introducción al mercado de derivados sobre inflación	Raúl Gallardo
Abr	2013	NT	Internacionalización del RMB: ¿Por qué está ocurriendo y cuáles son las oportunidades?	Alicia García Herrero
Feb	2013	DT	Después del dólar: la posibilidad de un futuro dorado	Philipp Bagus
Nov	2012	NT	Brent Blend, WTI... ¿ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?	José M.Domènech
Oct	2012	L	Arquitectura financiera internacional y europea	Anton Gasol
Sep	2012	DT	El papel de la inmigración en la economía española	Dirk Godenau
Jun	2012	DT	Una aproximación al impacto económico de la recuperación de la deducción por la compra de la vivienda habitual en el IRPF	José María Raya
Abr	2012	NT	Los entresijos del Fondo Europeo de Estabilidad Financiera (FEEF)	Ignacio Fernández
Mar	2012	M	La ecuación general de capitalización y los factores de capitalización unitarios: una aplicación del análisis de datos funcionales	César Villazon y Lina Salou
Dic	2011	NT	La inversión socialmente responsable. Situación actual en España	Mª Ángeles Fernández Izquierdo
Dic	2011	NT	Relaciones de agencia e inversores internacionales	Aingeru Sorarrin y Olga del Orden
Oct	2011	NT	Las pruebas de estrés. La visión de una realidad diferente	Ricard Climent
Jun	2011	DT	Derivados sobre índices inmobiliarios. Características y estrategias	Rafael Hurtado
May	2011	NT	Las pruebas de estrés. La visión de una realidad diferente	Ricard Climent
Mar	2011	NT	Tierras raras: su escasez e implicaciones bursátiles	Alejandro Scherk
Dic	2010	NT	Opciones reales y flujo de caja descontado: ¿Cuándo utilizarlos?	Juan Mascareñas y Marcelo Leporati
Nov	2010	NT	Cuando las ventajas de TIPS son superada por las desventajas: el caso argentino	M. Belén Guercio
Oct	2010	DT	Introducción a los derivados sobre volatilidad: definición, valoración y cobertura estática	Jordi Planagumà
Jun	2010	DT	Alternativas para la generación de escenarios para el stress testing de carteras de riesgo de crédito	Antoni Vidiella

Mar	2010	NT	La reforma de la regulación del sistema financiero internacional	Joaquín Pascual Cañero
Feb	2010	NT	Implicaciones del nuevo Real Decreto 3/2009 en la dinamización del crédito	M. Elisa Escolà y Juan Carlos Giménez
Feb	2010	NT	Diferencias internacionales de valoración de activos financieros	Margarita Torrent
Ene	2010	DT	Heterodoxia Monetaria: la gestión del balance de los bancos centrales en tiempos de crisis	David Martínez Turégano
Ene	2010	DT	La morosidad de banco y cajas: tasa de morosidad y canje de créditos por activos inmobiliarios	Margarita Torrent
Nov	2009	DT	Análisis del TED spread la transcendencia del riesgo de liquidez	Raül Martínez Buixeda