



Policy Paper

Pasado, presente y posibles futuros de la energía nuclear en España

JAVIER REVUELTA ALONSO

Fedea Policy Paper 2024/03

Noviembre de 2024

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.

Pasado, presente y posibles futuros de la energía nuclear en España

Javier Revuelta Alonso
(Analista energético, Ingeniero Industrial, MBA)

Noviembre de 2024

1. Introducción

La discusión sobre el papel que debe jugar la generación eléctrica de origen nuclear en el mix energético es una cuestión que, con frecuencia, tiende a polarizar el discurso político y social. En realidad, siempre ha habido un intenso debate sobre la generación nuclear, si bien los argumentos a favor y en contra han ido evolucionando a lo largo del tiempo. En las primeras décadas estuvo muy centrado en los aspectos de seguridad y el tratamiento de los residuos. Ese debate, además, se desarrolló en un contexto de notable crecimiento de las necesidades energéticas en los países desarrollados junto a un encarecimiento, a partir de la década de los setenta, de los precios de los hidrocarburos. En los últimos años, sin embargo, esos argumentos se han enriquecido ante la urgencia por acometer medidas que faciliten la descarbonización de la generación eléctrica, acompañadas del desplazamiento de los consumos energéticos basados en hidrocarburos hacia consumos basados en la electricidad (descarbonizada), a lo que comúnmente nos referimos con el término “electrificación.”

El objetivo de este trabajo es contribuir a ese debate, con énfasis en el contexto específico de España y en la discusión sobre el cierre de las plantas de generación nuclear ya existentes. Para ello, en primer lugar, se proporciona una perspectiva histórica sobre por qué se construyeron varios reactores nucleares hasta comienzos de los años ochenta en España y por qué, a partir de un determinado momento, se abandonaron los planes de expansión existentes. En segundo lugar, se analiza el papel actual de la generación nuclear, el plan de cierre acordado y qué marcos regulatorios podrían facilitar la extensión del funcionamiento del parque de generación existente. Este análisis se pone en el contexto de las necesidades de expansión de la capacidad renovable (eólica y fotovoltaica) y del almacenamiento. Como se ha señalado, el trabajo se focaliza en el caso de España, pero naturalmente debe tenerse presente que esta discusión se ha producido también en otros países. Por ello, se hará también mención a algunas de las soluciones adoptadas allí o, en su caso, a los impactos observados. Por último, el trabajo concluye describiendo algunos elementos prospectivos de la tecnología de generación nuclear en el futuro.

2. Un repaso histórico a la energía nuclear en España

Actualmente hay siete reactores nucleares operativos en España, situados en cinco centrales nucleares: Almaraz 1 y 2 (provincia de Cáceres), Trillo (Guadalajara), Cofrentes (Valencia), Vandellós 2 (Tarragona), Ascó 1 y 2 (Tarragona). Cada uno de estos reactores cuenta con una potencia de generación eléctrica en el entorno de 1.050 MW. Sin embargo, no han sido los únicos reactores operativos en nuestro país. De hecho, en 1968 entró en servicio la primera central nuclear de generación eléctrica construida en España, José Cabrera (habitualmente conocida como Zorita), de 160 MW de potencia. Era un diseño de Westinghouse y propiedad de Unión Eléctrica Madrileña (luego Unión Fenosa y actualmente Naturgy). La central de Zorita, de uranio enriquecido, empezó a

construirse en 1965, en régimen de llave en mano, con créditos del Eximbank, agencia estatal norteamericana, y se conectó a la red en 1968. Su desacoplamiento de la red se produjo casi cuarenta años más tarde, en abril de 2006.

La entrada en funcionamiento de la central de Zorita culminaba un proceso iniciado dos décadas antes y anunciaba una nueva era que debía permitir a España cubrir sus crecientes necesidades de energía eléctrica para la industrialización y para mejorar el nivel de vida de la población. El inicio de ese proyecto puede situarse en agosto de 1955, cuando una amplia delegación española asistió a la ‘Primera Conferencia Internacional de Ginebra sobre los Usos Pacíficos del Átomo’. Mediante ella, Estados Unidos proponía acciones concretas para implementar el programa “Átomos para la Paz”¹, promover la cooperación internacional en los usos civiles de la energía y evitar la proliferación creciente del armamento nuclear. En esa delegación estuvieron miembros del Ministerio de Asuntos Exteriores, científicos de la Junta de Energía Nuclear² (JEN) y varios directivos de empresas eléctricas privadas. Muchos de ellos habían realizado estancias previas en centros nucleares de Europa y EE.UU., así como en empresas que gestionaban grandes proyectos industriales. España tenía ya un alto conocimiento científico nuclear, pero enormes carencias tecnológicas y financieras; y tenía importantes yacimientos de uranio que interesaban a las potencias nucleares. A partir de esto, se crearon dos grandes consorcios: Nuclenor, promotora de la central de Garoña, y CENUSA (Centrales Nucleares S.A.), posteriormente Tecnatom tras reorientar su especialización³.

De forma análoga, Nuclenor empezó en 1965 la construcción de la central de Garoña, con diseño General Electric de 460 MW. Tenía la misma financiación que Zorita y era también un proyecto “llave en mano”. Garoña inició su operación en marzo de 1971. En esos mismos años, Francia propuso financiar y construir la central de Vandellós 1, de diseño propio ‘UNGG’ (Uranio Natural-Grafito-Gas), iniciada en 1966 y conectada a la red en mayo de 1972 con 480 MW de potencia. Esta central era propiedad de Hispano-Francesa de Energía Nuclear S.A., consorcio de la compañía estatal francesa EDF (25%) y cuatro empresas eléctricas españolas, públicas y privadas. Estas tres centrales (Zorita, Garoña y Vandellós 1), que constituían la “primera generación” de centrales españolas, están actualmente cerradas, transferidas a ENRESA y ya desmanteladas o casi⁴, excepto en el caso de Garoña, que se encuentra en parada definitiva desde 2012 y ha iniciado recientemente su desmantelamiento.

Es significativo que España era en 1975 el tercer país occidental en porcentaje de generación nuclear sobre el total de generación eléctrica y el séptimo en producción nuclear total. Además, la demanda eléctrica crecía fuertemente en esos años, enfrentándose a un contexto de dificultades para el crecimiento de la generación hidroeléctrica y la basada en hidrocarburos. Por un lado, los aprovechamientos hidroeléctricos estaban ya prácticamente explotados en su totalidad, e incluso una presa terminada, como la de Riaño, no se pudo embalsar. Por otro lado, si bien la empresa eléctrica

¹ Programa anunciado por el presidente Eisenhower en la ONU en diciembre de 1953, tres meses después de firmarse los Pactos de Ayuda Económica y Defensa Mutua entre EE.UU. y España.

² La JEN había sucedido en 1951 a la Junta de Investigaciones Atómicas (JIA), creada en 1948 a partir de un Laboratorio de la Armada como organismo de carácter reservado bajo la cobertura de una sociedad anónima llamada EPALE (Estudios y Proyectos de Aleaciones Especiales).

³ Tecnatom fue adquirida entre 2021 y 2023 por Westinghouse, empresa con la que ya colaboraba previamente en múltiples proyectos y servicios nucleares por todo el mundo.

⁴ El turbogenerador de Vandellós 1 (no el reactor) sufrió un incidente de incendio importante en octubre de 1989, momento desde el cual quedó desconectado de la red. Los principales equipos se desmontaron en 2003, y actualmente está en un ‘periodo de latencia’ hasta 2030, en que se retirarán las últimas estructuras.

pública ENDESA se había constituido en 1944 para utilizar el carbón nacional en centrales térmicas, sobre todo de tecnología alemana, los yacimientos carboníferos españoles eran muy caros de explotar. Se instalaron también varias centrales térmicas que utilizaban derivados del petróleo, acentuando la dependencia energética del exterior.

Por lo tanto, en aquellos años había un consenso general acerca de que no había ninguna alternativa al desarrollo nuclear en España, al igual que ocurría en muchos otros países con un importante desarrollo industrial. El Plan Energético Nacional de 1975, desarrollado tras el primer choque petrolero de 1973, apuntaba a 21,7 GW nucleares instalados para 1985: unos 25 reactores nucleares en operación. Ante tal plan, la “revolución estructural” fue muy intensa, constituyéndose consorcios de empresas de ingeniería, de construcción y de bienes de equipos con socios extranjeros, sobre todo norteamericanos, pero también franceses y alemanes. Asimismo, a partir del Departamento de Seguridad Nuclear de la JEN, en 1978 se creó el Consejo de Seguridad Nuclear como regulador nuclear independiente del Gobierno. La JEN, ya despojada de toda función reguladora, se transformó en el CIEMAT en 1986, dedicado a la I+D nuclear y de otras alternativas energéticas, así como al estudio de su impacto ambiental.

En 1983 había 15 reactores con permisos de construcción en España, habiéndose iniciado la fabricación de equipos y las obras de construcción. Las seis unidades de las centrales de Almaraz 1 y 2, Lemóniz 1 y 2, y Ascó 1 y 2, que luego se llamaron, junto a Cofrentes, “la 2ª generación” de nucleares españolas, se realizaron “en serie”. Se compraron conjuntamente a Westinghouse los seis sistemas de producción de vapor, si bien la construcción no fue “llave en mano” sino mediante contratos múltiples gestionados por la propiedad de cada central. De ese modo cada una escogió un “arquitecto-ingeniero” distinto para el diseño de detalle y a los diversos suministradores de equipos de sistemas convencionales. Estas eran generalmente empresas españolas, muchas con socios extranjeros, pues el Ministerio de Industria impuso en las autorizaciones de construcción que el 85% del valor total de la inversión fuera de suministro español.

La construcción de estas centrales, así como de las posteriores, tuvo un considerable impacto en la economía española, especialmente en los sectores de equipamientos, ingeniería y consultoría. En particular, en la fabricación de los principales componentes nucleares - vasija del reactor, generadores de vapor, contenedores de combustible gastado – por ENSA (Equipos Nucleares S.A., en Santander, 1973), la fabricación completa -salvo el enriquecimiento del uranio- de elementos combustibles por ENUSA (Empresa Nacional del Uranio, en Salamanca, 1972), el almacenamiento de residuos de baja y media radiactividad (por ENRESA, en Córdoba, 1984), la fabricación de bienes de equipos industriales (Asociación SERCOBE, en toda España, 1964) y la organización empresarial para la gestión de grandes proyectos y construcción de infraestructuras.

Además, y dada la necesidad de mejorar continuamente la seguridad y el medio ambiente tras los accidentes en las centrales de Three Mile Island-2 y de Chernóbil-4, se multiplicó la transparencia y la cooperación internacional entre centrales para generar conocimiento conjunto, pasando del máximo secreto a un paradigma de cooperación internacional. A ese respecto, ya se había creado el OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica, adscrito a la ONU y con sede en Viena) en 1955, al que siguieron la WNA (World Nuclear Association, Londres) en 1975, el INPO (Instituto de Operación de Centrales Nucleares, Atlanta) en 1979, la NEA (Agencia de Energía Nuclear, de la OCDE, París) en 1972, la ENS (Sociedad Nuclear Europea) en 1975 y la WANO (Asociación Mundial de Operadores Nucleares,

en Londres y otras cuatro sedes) en 1989. En todos estos organismos participaron desde el principio las organizaciones homólogas españolas.

Sin embargo, tras el segundo choque petrolero de 1979, con la consiguiente caída de producción industrial y consumo eléctrico, y el cambio de gobierno en España en 1982, el PEN-83 redujo drásticamente la planificación de la potencia instalada a 7,7 GW. Por ello, cinco unidades con autorización de construcción de 1 GW cada una entraron en una paralización o “moratoria” temporal de su construcción. Dos de ellas, Lemóniz 1 y 2, en realidad estaban terminadas al 100% y 90% respectivamente, pero paradas por ataques terroristas. Otra, Trillo-2, había suspendido su construcción por decisión de los propietarios. Por último, las autoridades extremeñas se expresaron en contra de Valdecaballeros 1 y 2, que fueron puestas en moratoria en 1984 cuando estaban construidas al 80 y 70%, aunque los trabajos en ellas continuaron varios años para dejarlas en condiciones de conservación que permitiera la reanudación cuando el Gobierno lo autorizara. Sin embargo, las autoridades políticas catalanas y alemanas se opusieron a la moratoria de Vandellós-2 y Trillo-1, que entraron en funcionamiento y pasaron a llamarse “la 3ª generación”. En 1996 la moratoria nuclear se hizo definitiva y, desde entonces hasta 2015, todos los consumidores pagaron en la factura eléctrica un “canon por moratoria nuclear” que, en su conjunto, ascendió a 5.717 millones de euros.

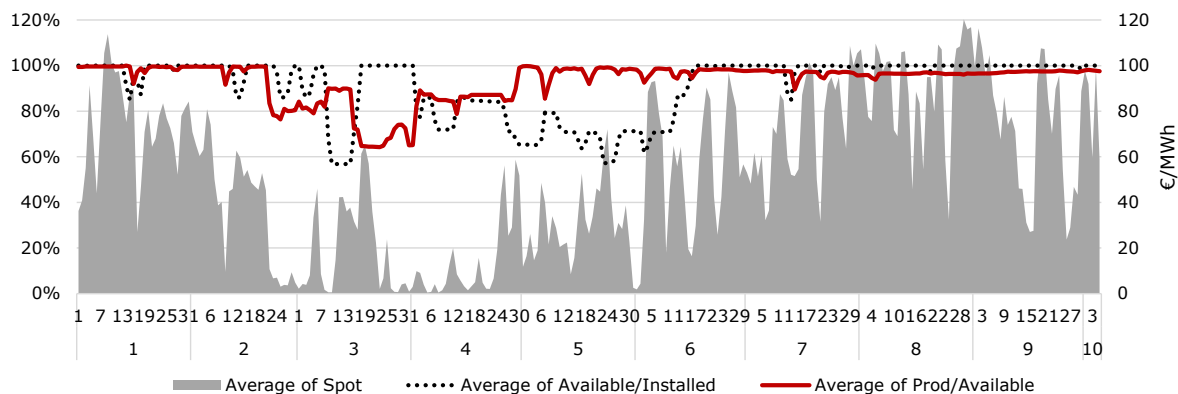
En definitiva, entre 1983 y 1988 entraron en servicio las siete unidades de las “2ª y 3ª generación” que continúan operativas actualmente. Para su construcción y operación han sido también miles los ingenieros y directivos empresariales formados en generación nuclear mediante la realización de estudios, estancias y trabajo de campo en centros de investigación, universidades, y empresas extranjeras, fundamentalmente norteamericanas, francesas y alemanas. Un indicador de la calidad de la industria nuclear española es que actualmente los siete reactores en funcionamiento están en el primer cuartil de los indicadores de funcionamiento de WANO, lo que se acompaña de una alta participación en los programas de construcción de nuevas centrales por todo el mundo. A ese respecto, el sector nuclear cuenta con unos 30.000 profesionales y, además de atender a la explotación segura y fiable de sus centrales propias, exporta productos y servicios a cuarenta países. En concreto, un 60% de los servicios de ingeniería son operaciones de exportación, porcentaje que crece al 80% en el ámbito de la fabricación de bienes de equipo. Asimismo, ENUSA exporta más de la mitad de su producción de elementos combustibles. Se participa también en los consorcios internacionales de investigación para el desarrollo de reactores avanzados, como el “Foro Generación IV” de la NEA (OCDE), en los programas de gestión y seguridad de las centrales y en la construcción de diversos componentes y maquinaria de grandes proyectos como la instalación ITER para mostrar la factibilidad de la fusión nuclear.

3. La participación actual de la energía nuclear en el mercado eléctrico en España

Los siete grupos nucleares aportan aproximadamente un 20% de la generación eléctrica anual en España. Ese porcentaje ha permanecido relativamente estable en el transcurso de las últimas décadas. De hecho, en términos de generación horaria, también hay una aportación muy estable al sistema. A ese respecto, debe tenerse en cuenta que la energía nuclear en España funciona casi siempre ‘en base’, es decir a plena carga. Los reactores sólo paran de manera programada para los periodos de recarga de combustible y trabajos de mantenimiento, que se tienen que realizar cada 18 meses (salvo Cofrentes, cada 24 meses, y Trillo cada 12 meses). En estos periodos, de aproximadamente un mes de

duración, se renueva un tercio de los elementos combustibles y se realizan miles de órdenes de trabajo de mantenimiento o mejora de los equipos.

Gráfico 1. Disponibilidad y producción diaria del parque nuclear español durante 2024



Fuente: Red Eléctrica y análisis del autor

El Gráfico 1 muestra en línea discontinua la disponibilidad de potencia nuclear, que se reduce durante la primavera principalmente por las mencionadas recargas de combustible. También muestra en la línea continua la producción relativa a la potencia disponible que, como se observa, es principalmente 'en base' salvo cierta bajada de carga en los periodos de precios de mercado muy bajos.

El funcionamiento en base tiene varias motivaciones e implicaciones. El consumo mínimo de electricidad en España rara vez baja de los 18 GW, frente a los 7 GW de potencia máxima nuclear, por lo que a priori siempre hay hueco para que funcionen a plena potencia. Esta situación es frecuente en la gran mayoría de países, donde la penetración nuclear no suele superar el 20% a 30% del consumo eléctrico anual, y a nivel horario siempre admite a toda la capacidad nuclear operando al máximo de potencia. Francia es la gran excepción, con un 70% de su generación eléctrica anual de origen nuclear y numerosos periodos en el año, incluidas generalmente todas las noches, en las que el consumo es inferior a la potencia nuclear instalada. En consecuencia, los reactores franceses están actualmente adaptados para operar en régimen de carga variable o 'seguimiento de carga'. Esto es similar a la situación en muchos países que quieren alcanzar elevada penetración renovable, lo que conlleva asumir la necesidad de verter ocasionalmente recurso renovable en momentos en que se supera el consumo eléctrico instantáneo.

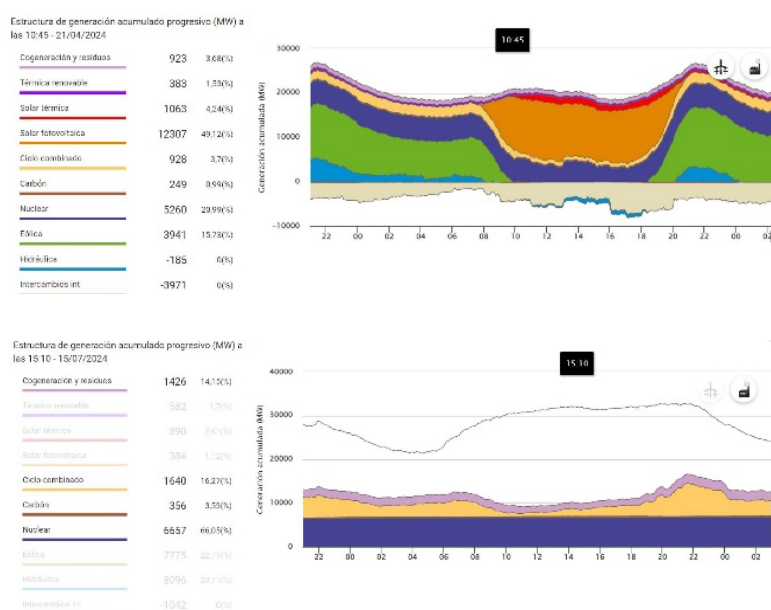
La operación en base implica que, cuando el consumo eléctrico se reduce, son otras centrales eléctricas las que deben bajar su carga (generación). En particular, España disponía ya desde los años ochenta de más de 10 GW hidráulicos gestionables. Ello implicaba que otras centrales de fuel y carbón debían operar a carga parcial por las noches, también con limitaciones técnicas de arranque y parada. De hecho, ello impulsó la construcción de la central de bombeo reversible de Cortes-La Muela junto a la central nuclear de Cofrentes, contribuyendo mediante su capacidad de almacenamiento a un funcionamiento más plano subiendo agua por las noches al depósito superior⁵.

⁵ Como anécdota, Bélgica optó por iluminar toda su red de autopistas de noche para generar consumo suficiente para su parque nuclear, evitando los costes de reducción de carga por las noches.

Sin embargo, las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico se han ido incrementando sustancialmente con la penetración de las renovables (eólica y fotovoltaica), de carácter intermitente. En determinadas horas, no hay consumo suficiente para toda el agua fluyente (hidráulica no gestionable), nuclear, cogeneración y otras renovables. En esa situación, es la ordenación de ofertas en el mercado, esto es, la orden de mérito construida sobre la base de las ofertas de precio efectuadas, la que determina cuáles son las unidades de generación que producen y cuáles no.

En el Gráfico 2 se muestra cómo los días de primavera son los más complicados para integrar todo el recurso renovable disponible. A pesar de tener una demanda de casi 20GW, la adición de nuclear y renovables disponibles supera dicha demanda y alguien debe interrumpir su generación. En la práctica, están bajando producción tanto las nucleares (con muchas limitaciones), como la eólica y la solar, incluso exportando y bombeando frecuentemente a plena capacidad.

Gráfico 2. Producción nuclear horaria en primavera y verano de 2024



Fuente: Red Eléctrica de España.

Debe señalarse que, si bien tradicionalmente no ha hecho falta desde un punto de visto técnico ni económico, los reactores nucleares españoles pueden bajar carga (esto es, reducir su generación) dentro de ciertos límites, para adaptarse parcialmente a las fluctuaciones de la demanda. Las limitaciones técnicas tienen su origen en el diseño del ciclo de combustible y el control y moderación de la reacción de fisión. A día de hoy, y a falta de posibles redesigns, se necesita gastar aproximadamente un 97% del material fisible en los elementos de combustible antes de que este sea extraído en su correspondiente recarga. Por lo tanto, las bajadas de carga puntuales por motivaciones económicas o técnicas de operación estable, hasta típicamente el 60-70% de carga, pueden darse, pero no en mucho más del 10% de las horas del año. También, en situaciones puntuales es teóricamente posible mantener el reactor quemando cierto combustible, pero 'bypasear' o 'evitar' la turbina de vapor enviando parte de la energía térmica producida al condensador o, dicho en otros términos, disipar la energía térmica sin producir electricidad. Muy probablemente, esa flexibilidad de la generación nuclear podría incrementarse mediante diseños del combustible y del control de la reactividad nuevos a estudiar, o bien mediante el desvío de la energía generada a sistemas de

almacenamiento para verterla en la red con posterioridad, sobredimensionando entonces el resto de equipos como el generador eléctrico y el transformador de conexión a la red.

Desde la perspectiva económica, debe tenerse en cuenta que la energía nuclear tiene elevados costes de parada y arranque, así como una pérdida de ingresos durante la 'rampa de subida de carga', que dura horas o días, si se decide bajar carga temporalmente. Por ello típicamente una central nuclear prefiere operar con precios bajos, o incluso negativos si éstos duran periodos cortos, antes que desconectarse de la red.

La venta de la generación nuclear se produce mediante contratos bilaterales entre las compañías generadoras y las comercializadoras del mismo grupo empresarial. Otra cuestión es que, en ocasiones, las centrales prefieran reducir su carga hasta el 60-70% comentado anteriormente, por una razón puramente económica, y el comercializador prefiere comprar la energía en el mercado diario. De hecho, esa reducción no parece que se haga 'para dejar hueco a las renovables', que no es un objetivo económico en sí, sino para minimizar las tasas a pagar. A ese respecto, debe tenerse en cuenta que la generación nuclear soporta actualmente elevadas tasas e impuestos variables, de más de 20 €/MWh. Las dos principales son las destinadas al tratamiento del combustible gastado y la destinada al coste del futuro desmantelamiento por parte de Enresa. Esta última se ha incrementado recientemente desde 7,98 €/MWh hasta 10,36 €/MWh y se calcula a partir del valor del Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos y de la previsión de los costes futuros de desmantelamiento y de almacenamiento de los residuos.

El diseño actual, basado en tasas variables por MWh producido, implica que periodos de tiempo prolongados con precios inferiores a esos 20 €/MWh conlleven frecuentemente bajadas de la producción nuclear hasta el 60-70% de su potencia (ver Gráfico 1) para reducir el coste de tasas pagadas. Esto no es lo idóneo, ya que las bajadas de carga no reducirán ni el coste de desmantelamiento ni la cantidad de combustible nuclear gastado a gestionar puesto que, actualmente, no se retrasan las recargas. En consecuencia, esas reducciones de carga que efectúan los titulares de las centrales para minimizar el pago de las tasas conllevan reducir la dotación de los fondos disponibles para hacer frente a unos costes futuros similares, bien pudiendo hacer insuficiente la dotación de fondos o bien haciendo necesario que los reactores funcionaran más tiempo para obtener una misma recaudación. Parece, por lo tanto, un diseño incorrecto de la estructura de las tasas, más allá del valor en sí y su reciente revisión asociada entre otros motivos a la decisión de construir varios Almacenes Temporales Individuales (ATI) en lugar de un único Almacén Temporal Centralizado (ATC). Una hipotética recaudación de tasas por megavatio instalado solucionaría a priori esa distorsión y probablemente modificaría las ofertas y la operativa de los reactores, manteniéndolos siempre al 100% de carga. Es importante señalar que, dado que la presencia de periodos con precios cero o negativos tenderá a ser mucho más frecuente en el futuro, la reducción de carga por parte de los grupos, acentuada por la distorsión del diseño de la tasa ya comentada, probablemente será también más frecuente; limitada eso sí por el quemado mínimo de combustible, las posibilidades técnicas del bypass de turbina, y las restricciones que imponga el Consejo de Seguridad Nuclear.

A ese respecto, podría pensarse que mantener reactores al 100% de potencia en situaciones de sobrante renovable es peor 'por no dejar hueco a las renovables'. Sin embargo, hay varios argumentos en contra de esa posición. Si bien la variación de emisiones es nula tanto si se reduce carga nuclear (en lugar de renovables) como si se reduce producción renovable (en lugar de nuclear), la reducción de carga nuclear conlleva un mayor coste de operación puesto que no se ahorra combustible, mientras

que bajar la generación de renovables sí que conlleva un pequeño -pero positivo- ahorro de costes variables al reducir el desgaste de piezas en la generación eólica, o una ligera extensión de vida. También les permite prestar servicios al Operador del Sistema generando ingresos adicionales a un precio de mercado igualmente deprimido a cero o incluso negativo, utilizando su capacidad para dar 'reservas a subir' a partir de recurso renovable que está siendo vertido. Para las renovables que obtienen sus ingresos del mercado⁶, operar a 0 €/MWh o no operar es sustancialmente similar. No se aprecia por lo tanto ninguna ventaja ambiental ni tampoco económica (más bien al contrario), en reducir carga nuclear 'para dejar hueco a las renovables'. El desarrollo y la integración de las energías renovables pasa, en mi opinión, por una mayor electrificación y un mayor desarrollo de almacenamiento, incentivado si fuera necesario hasta donde sea coste-efectivo y con mecanismos competitivos de mercado.

4. Los escenarios futuros de la demanda eléctrica

La política energética debería diseñarse con una perspectiva temporal de 30 a 50 años, pues es este el horizonte de vida de algunas inversiones como redes o, precisamente, reactores nucleares. A ese respecto, debe recordarse que en Estados Unidos la mayoría de los reactores nucleares han recibido ya autorizaciones para extender su vida hasta los 60 años, y son ya varios los reactores autorizados hasta 80 años.

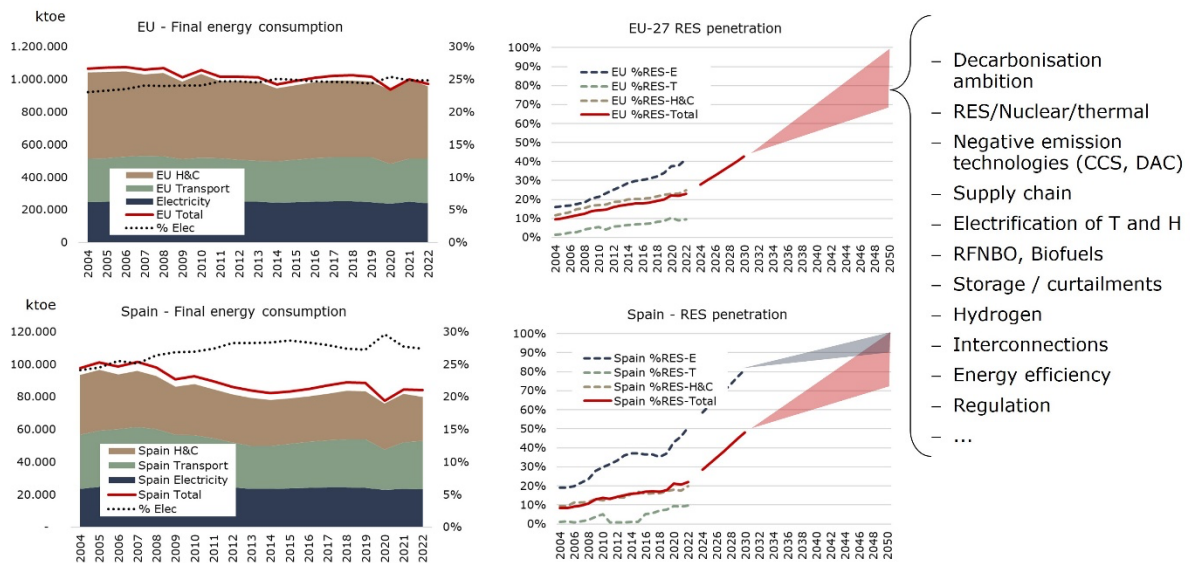
Ciertamente, al considerar periodos de tiempo tan largos, no puede haber una única visión de consenso pues son demasiadas las incertidumbres que afectarán al consumo futuro: población, equipamiento per cápita, velocidad de electrificación del transporte y el calor, irrupción de data centers e inteligencia artificial, eficiencia energética, procesos industriales... Estas incertidumbres se abordan generalmente con la creación de escenarios que aglutinan un amplio conjunto de hipótesis. Cada institución tiene sus escenarios, que pueden diseñarse 'bottom up' (como sumatorio de hipótesis) o 'top down' (fijando objetivos de llegada). Asimismo, los escenarios pueden ser tendenciales, ambiciosos en descarbonización, ambiciosos en reducción de costes, ambiciosos en seguridad de suministro, etc. También pueden ser puramente aspiracionales o exploratorios, e incluso electoralistas, porque siempre ha habido promesas que dan votos pero incumplirán otras personas o que caerán en el olvido.

En este horizonte temporal de al menos 30 años, la previsión actual consistente con una electrificación hacia el 'Net Zero' forzada por la regulación (por ejemplo, prohibiendo la venta de vehículos de combustión a partir de 2035) conlleva duplicar el tamaño del sistema eléctrico hacia 2050. Esto se debe a que la electricidad solo supone hoy típicamente del 20% al 25% de todo el consumo de energía primaria. Casi todo el resto está por electrificar, bien directamente a través de tecnologías como el vehículo eléctrico o la bomba de calor, o bien indirectamente a través de la producción de combustibles sintéticos derivados del hidrógeno verde o 'low carbon' (hay aún mucho debate sobre estos conceptos), a su vez producido con electricidad renovable o nuclear. Otra parte del consumo de petróleo y gas actual no se electrificaría si se optase por la ruta 'bio' mediante el uso de residuos para la producción de biogás o biometano, o biocarburantes. Por último, siempre cabe acudir al recurso

⁶ Cuestión distinta es la de las renovables que no han agotado aún su vida regulatoria bajo el RECORE. También lo sería para las que funcionasen en el Régimen Económico de Energías Renovables, pero no hay aún generación bajo ese régimen.

futuro de la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS en inglés) o, aún más improbable, de la captura directa desde el aire (DAC en inglés), que se constituyen como ‘la última bala’ contra el cambio climático. Estas alternativas, con costes prohibitivos y sin mucha idea sobre cómo transportar y dónde almacenar los ingentes volúmenes requeridos para volver a meter bajo tierra el carbono emitido durante dos siglos, no son creíbles y se constituyen como “patadas para adelante” o modos de “cerrar” los escenarios cuando el resto de medidas no alcanzan para lograr los objetivos planteados.

Gráfico 3. Consumo de energía final y penetración renovable en Europa y España



Source: historic data from Eurostat. Projected Spanish data for 2030 based on Spanish National Energy and Climate Plan draft of 2023

Debe tenerse en cuenta que tanto el vehículo eléctrico como la bomba de calor tienen un rendimiento energético del orden de 3 a 4 veces mejor que la alternativa de gasolina y gas a la que suplantán, por lo que su hipotética adopción masiva conllevaría una considerable reducción de la energía primaria necesaria para una misma utilización final. Sin embargo, al hidrógeno verde le pasa lo contrario y su rendimiento como vector para producir electricidad es incluso más bajo que el de un motor térmico o una caldera de gas (y peor aún si se piensa en su utilización para producir hidrocarburos sintéticos).

El efecto neto de todo lo anterior es que el tamaño del sistema eléctrico debería doblarse en los próximos 30 años para una teórica descarbonización casi completa, siempre suponiendo que haya recursos minerales suficientes o extraídos a suficiente velocidad para ello. A ese respecto, la disponibilidad de minerales para dicha transición hacia el Net Zero será una de las principales barreras hacia el incremento de tamaño necesario de los sistemas eléctricos. Este es precisamente uno de los motivos por los que debe considerarse a la energía nuclear un aliado imprescindible de la lucha contra el cambio climático, habida cuenta de su muy inferior utilización de metales y recursos mineros y de agua dulce respecto a las energías renovables y el hidrógeno. A todo ello habría que añadir que la expectativa de un relevante crecimiento del consumo eléctrico podría ser mayor si se sustancia la ‘explosión’ de las necesidades de electricidad asociadas a la Inteligencia Artificial, para la que algunos escenarios son realmente apabullantes, además de tener un perfil horario de consumo plano. A ese respecto, es significativo el reciente anuncio de la propietaria de la unidad 1 de Three Miles Island

para volverla a poner en funcionamiento (dejó de operar en 2019 por razones económicas) tras un acuerdo de venta de energía a 20 años con Microsoft.⁷

5. Escenarios de cierre o de extensión del funcionamiento de las centrales nucleares

Como ocurre con los bienes de equipo, los reactores nucleares no tienen una vida predefinida: depende de cuál ha sido su uso y cuáles han sido las tareas de mantenimiento, reposición y actualización que se han ido realizando. Solo hay un elemento que difícilmente se puede cambiar en una central nuclear: la vasija del reactor que, ante problemas técnicos irreparables, sí puede conllevar la necesidad del cierre del grupo nuclear⁸. Pero habida cuenta de que los demás componentes son reparables y cambiables, corresponde siempre a las autoridades de seguridad nuclear determinar en qué condiciones técnicas y con qué inversiones se autorizaría la continuidad desde un punto de vista puramente técnico. La popularmente aceptada vida técnica de 40 años no tiene motivación alguna, más allá de una estimación de mínimos que se suele tomar para la amortización contable del activo.

Es relevante que, de los casi 100 reactores operativos en Estados Unidos, la U.S. Nuclear Regulatory Commission ha autorizado ya operar hasta los 60 años a 81 reactores, y a 8 reactores más hasta los 80 años⁹, incluidos recientemente dos reactores en la central de referencia con el diseño de Almaraz y Ascó en España. Es decir que, bajo el supuesto de que los requisitos de seguridad y las consiguientes inversiones fuesen estimadas rentables bajo la regulación vigente, España podría extender la vida útil de sus reactores probablemente hasta 2043 a 2048, y posiblemente incluso hasta 2063 a 2068, con licencias prorrogables cada diez años. Otra cuestión es la rentabilidad asociada a esas nuevas inversiones ante la regulación y los riesgos esperados.

Como es bien conocido, hay un calendario de cierres pactado entre las empresas propietarias (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) y Enresa, empresa pública que se encargará del desmantelamiento. Naturalmente, las empresas propietarias, ampliamente diversificadas, sin duda pueden sobrevivir en un entorno sin energía nuclear. Al fin y al cabo, un escenario futuro sin nucleares llevará a un crecimiento del precio de mercado en relación con un escenario futuro con nucleares (no respecto al precio actual). Un reciente análisis de la consultora AFRY, comparando un escenario de cierres nucleares según el calendario actual frente a una extensión a 60 años de operación nuclear, arrojó que en los años posteriores al cierre se produciría un incremento medio del precio de mercado del 9%, un incremento de la producción de ciclos combinados del 46% y un incremento en las emisiones de CO₂ del sector eléctrico del 15%. Todo ello a pesar de contrarrestar los cierres nucleares con un sustancial aumento de potencia renovable, que sin embargo aporta recurso en las noches con escaso viento pero precisa verter mucho recurso en las horas solares ya sobreabastecidas.

El cese de operaciones entre 2027 y 2035, con el posterior desmantelamiento de las centrales, requiere mucha planificación, con el uso de recursos especializados y afrontando costes considerables. Esos costes se incrementan si, además, se produce el solapamiento en el desmantelamiento de algunos grupos nucleares. Como se ha señalado anteriormente, para satisfacer los costes previstos se

⁷ Véase <https://www.constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html>.

⁸ Aunque no hay experiencia, varios estudios indican que sí sería posible cambiar la vasija, con un coste elevado. También hay cierta experiencia en tratar la vasija in situ 'recociendo' zonas debilitadas o agrietadas.

⁹ Véase <https://www.nrc.gov/cdn/doc-collection-news/2024/24-067.pdf>.

sigue dotando un fondo mediante la denominada ‘tasa Enresa’, que ha sido recalculada recientemente al alza¹⁰ por la decisión política de utilizar almacenamientos temporales de residuos en cada central frente a un almacenamiento temporal centralizado.

El calendario de cierre no está recogido en ninguna norma legal y se fijó tras las elecciones generales de 2019, con un programa político del principal partido en el Gobierno que es proactivo hacia el cierre de los reactores nucleares. En ese sentido, aunque los firmantes de dicho acuerdo son exclusivamente las empresas propietarias y Enresa (empresa pública), el empuje político hacia dicho plan ha sido manifiesto en diversas formas, tanto de palabra como en propuestas regulatorias que hubieran imposibilitado la operación a mercado¹¹. También parece destacable la estricta ausencia de representación gubernamental y ministerial en jornadas y eventos del sector nuclear en los últimos años, no ya como ponentes de la política energética sino tampoco como oyentes de los avances sectoriales en materia de seguridad, costes o tecnología. De hecho, alguna de las empresas titulares se ha manifestado partidaria de discutir marcos para su posible extensión, más allá de que todas las propietarias declaran, como no podía ser de otro modo, estar ‘dispuestas a cumplir el calendario’ y, además, posiblemente se beneficien dado su portfolio de generación de las mencionadas subidas del precio eléctrico y consumo de gas. No ha trascendido públicamente propuesta alguna de ninguna de las dos partes, propietarias o Gobierno, de posibles marcos de extensión a riesgo, o bajo los últimamente famosos ‘CfD’ (contratos de precio fijo por diferencias).

En cualquier caso, sería muy cuestionable que fueran sólo las empresas propietarias quienes decidiesen sobre la continuidad de unos activos tan estratégicos para la economía nacional, que además se construyeron y operaron durante un periodo de tiempo bajo un entorno de costes regulados. Corresponde, en mi opinión, al Gobierno y a la sociedad abrir una discusión con las propietarias sobre los posibles escenarios energéticos. ¿Se imagina alguien que una empresa privada, propietaria de un aeropuerto, un puerto, o una autopista, construidos bajo un entorno regulado, decidiesen unilateralmente cerrar tales infraestructuras estratégicas para el país y la economía, además en perfecto estado de funcionamiento? ¿Y se concibe que un Gobierno accediese al cierre, argumentando que ‘se trata de una decisión privada’, y que el sector ya está desarrollando otras formas de transporte como el autobús eléctrico o la bicicleta? Antes de cerrar el parque nuclear debería valorarse un amplio conjunto de cuestiones, entre las que habrían de incluirse al menos:

- La proyección del consumo eléctrico futuro a 30 años vista.
- El impacto sobre los precios del mercado mayorista y minorista ‘centrales’ en un escenario base.
- El impacto sobre la volatilidad de los precios de posibles precios extremos en los combustibles, como los vividos en 2021-2023 con la crisis de Ucrania.
- El impacto sobre las emisiones de extender el funcionamiento de las nucleares.

¹⁰ A veces se ha señalado la conveniencia de adelantar el cierre de las centrales al calendario previsto, cierre anticipado que implicaría, entre otras consecuencias negativas, la falta de fondos para hacer frente al desmantelamiento futuro.

¹¹ El Gobierno propuso un ‘Dividendo de Carbono’ como medida para detraer a la energía nuclear todo ingreso atribuible al coste del CO₂. Su tramitación parlamentaria fue finalmente abandonada tras la crisis de precios del gas y el desarrollo de otras medidas de mayor espectro y calado como el RDL 17/2021 y sucesivas modificaciones.

- El impacto sobre las necesidades adicionales de materiales críticos, que deberán ser repuestos aproximadamente cada 30 años, y el consiguiente uso adicional de agua dulce para la minería (junto al impacto en términos de contaminación de acuíferos y afectación a la biodiversidad).
- El coste y volumen de residuos nucleares a almacenar, pero también el coste y volumen de residuos mineros y de CO₂ desconfinado.
- El impacto sobre el empleo en el sector renovable, pero también en el sector nuclear.
- El impacto sobre la gestión de redes. En particular, las sobrecargas de determinadas líneas, el control de tensión (que es muy local), la amortiguación de oscilaciones y, por supuesto, la seguridad de suministro ante periodos de bajo recurso renovable.

Un problema asociado con la realización de estos estudios comparativos es que requieren el uso de modelos de simulación del sistema energético, y en particular el eléctrico, sin 'condiciones de contorno' políticas que busquen obtener un resultado predefinido. Los mandatos políticos de cuatro años no ayudan a la objetividad en los estudios. Por ello sería recomendable que estos estudios fuesen realizados por alguna institución no directamente dependiente del Gobierno a título consultivo; una institución con recursos públicos y un mandato 'no político' de análisis de al menos cuatro escenarios potenciales, que podrían alcanzarse con diferentes políticas o evoluciones tecnológicas. Los gobiernos de turno podrían utilizar o no alguno de dichos escenarios como referencia, pero en la medida en que éstos cuantifiquen los pros y contras de cada uno (por ejemplo, menores emisiones pero mayor coste final, o menor coste pero mayor riesgo de pérdida de carga) sería preciso explicar a la sociedad los motivos de elección de una u otra opción. Este papel lo podría cubrir una suerte de 'Unidad de Planificación Energética', dentro de la futura Comisión Nacional de Energía o dentro del Operador del Sistema Eléctrico, o el IDAE o el CIEMAT, o en una nueva institución por crear.

Por supuesto, sea quien sea quien lidere los estudios prospectivos que nutran las decisiones de política energética, deberán actualizarse en todo momento las tecnologías disponibles o previsibles tanto de origen nuclear de fisión, como nuclear de fusión, renovables, o térmicas con captura y almacenamiento de CO₂. Se debería tener capacidad de cambio, pero también cierta continuidad y respeto a las decisiones ya tomadas.

Debe señalarse que la energía nuclear se vende típicamente en contratos bilaterales dentro del mismo grupo empresarial. Ese precio no es público, pero cabe suponer que es muy próximo al fijado en los contratos de futuros gestionados por OMIP para España en el momento de la actualización de contratos. Por su lado, los costes de generación nuclear, incluyendo las diferentes tasas autonómicas o locales, más el margen que consideren los operadores, deben ser cubiertos en un entorno de inversiones permanentes y riesgos de mercado y regulatorios. A ese respecto, no es trivial para las empresas propietarias tomar decisiones de extensión o cierre, dados los numerosos impactos cruzados sobre todo el sector, el precio de mercado, la rentabilidad de otras inversiones en otras tecnologías o los costes de desmantelamiento, entre otras. Tampoco es trivial estimar los costes nucleares puros, más allá del combustible o la operación y mantenimiento que sí pueden acotarse bien; por ejemplo, ¿cómo considerar los costes de la amortización contable del capital original, o los de inversiones recurrentes, en un entorno de libre mercado sin conocerse la vida futura de las centrales?

Ni el Gobierno ni las propietarias han puesto fácil un diálogo transparente que permita un acuerdo positivo para todas las partes. Las propietarias no siempre han sido abiertas con los costes que necesitarían recuperar, con rangos que frecuentemente han ido desde los 55 €/MWh hasta los 70

€/MWh, dependiendo de qué elementos se consideran en dicho coste y qué carga impositiva deban soportar. Por cierto, incluso el rango más alto es aceptable y asumible para una energía descarbonizada y firme, y tanto Francia como Bélgica asumirán valores superiores con garantía de estado para la extensión de sus respectivos reactores. Más allá de diferencias contables entre operadores, y tasas nacionales y autonómicas que han ido cambiando, en ausencia del Impuesto al Valor de Producción de Energía Eléctrica (IVPEE, o 'impuesto del 7%') estimo que los reactores nucleares serían viables hoy en el entorno de los 60 €/MWh¹², y a un precio sustancialmente inferior una vez finalizada la dotación del desmantelamiento¹³ y amortizado contablemente el capital original. Son valores que el mercado mayorista probablemente superará por más energía solar que sigamos instalando en el sistema. El desarrollo en 2020-2021 por parte del Gobierno del mecanismo regulatorio denominado 'Dividendo de Carbono', que pretendía detraer de los ingresos por mercado todo lo atribuible al mercado de CO2 hubiera imposibilitado de facto toda viabilidad económica a mercado. Si bien ese proyecto no continuó adelante (véase Nota a pie 10), los riesgos percibidos de cambios retroactivos discrecionales de este tipo no ayudan a tomar decisiones de extensión de la operativa de las centrales a riesgo.

Entre tanto, en los años venideros, la operación de los reactores nucleares en manos privadas es una fuente de competitividad si el pool medio está por encima de los costes nucleares, pero también una fuente de desventaja competitiva si el pool medio está por debajo de dichos costes puesto que comercializadoras con 'pass-through' de mercado mayorista pueden ofrecer precios inferiores con la consiguiente fuga de clientes. Si además de incertidumbre en los precios de mercado, cuyos Forward (eso sí, muy poco líquidos y por tanto poco representativos de la expectativa de precios) hoy marcan precios inferiores a 60 €/MWh desde 2027, con riesgo de mayores bajadas por gas a la baja y renovables al alza (y discrecionalmente incentivadas por futuros gobiernos), añadimos incertidumbre en la carga impositiva, que últimamente ha ido al alza y con un riesgo definitivo de implementación del 'Dividendo de carbono', no es trivial (aunque tampoco imposible) la extensión a riesgo sin coberturas (que no subvención) respaldadas por el estado.

Una alternativa regulatoria, caso de que todas las partes estuvieran interesadas en la extensión nuclear, sería la firma de un régimen de Contrato por Diferencias (o CfD en inglés), sin o con el complemento de un 'Cap & Floor' que aporte cierta flexibilidad e incentivos. Aquí existe una cierta dificultad tanto en la fijación de dicho CfD que funcione para todas las partes como, también, dificultades legales. Bélgica, por ejemplo, está en proceso de solicitud de extensión de dos reactores operativos, con un procedimiento de validación de un CfD bajo el régimen de ayudas de estado. Un primer paso para abrir esta alternativa en España sería que alguna de las partes lo solicite, lo cual no consta que haya sucedido. Se trata de una opción difícil con un gobierno que claramente apuesta por el cierre, pero la opción existe, y a nivel regulatorio es posible y, de hecho, este es uno de los pocos cambios prácticos que ha traído la reciente 'reforma de mercado eléctrico europeo' tan discutida durante los años 2022 a 2024.

¹² Entre otros desgloses de costes publicados en diversos medios, Endesa presentó en 2023 un desglose de costes que ascendía a 63 €/MWh, incluyendo más de 4 €/MWh del IVPEE, así como aproximadamente 6 €/MWh de amortización contable de inversiones anteriores a 1998, y más de 6 €/MWh de impuesto nuclear de las CCAA.

¹³ La 'Tasa Enresa' recientemente incrementadas de unos 8 a 10 €/MWh para la dotación del desmantelamiento y la construcción de los Almacenamientos Temporales de residuos, debería reducirse sustancialmente en el caso de extenderse la explotación más allá de la fecha del Pacto de cierre, puesto que el grueso de los costes a sufragar habría quedado ya plenamente dotado en dicha fecha.

Otra alternativa es la solicitud de extensión sin un mecanismo de apoyo regulatorio, sino asumiendo que la empresa titular va puramente a mercado, con la dificultad mencionada de que los precios a futuro no garantizan la rentabilidad de extensiones de la vida útil a riesgo. En esa decisión debería tenerse en cuenta el cambio en la tasa de Enresa, una vez finalizada la dotación vinculada con las fechas actuales del calendario de cierre, y la amortización contable del capital inicial y el mantenimiento del IVPEE. Se trata este último de un impuesto innecesario, pues estamos en situación de superávit estructural en el sector eléctrico y perjudicial al encarecer la electricidad generada en España. Sin embargo, no es el IVPEE el que modifica sustancialmente la viabilidad de las nucleares a mercado, habida cuenta de que éste incrementa el pool aproximadamente tanto como incrementa el Opex de los generadores. En este entorno hipotético de costes, los precios a futuro actuales garantizan plenamente la operación de todos los reactores a largo plazo, incluidas las inversiones futuras necesarias. En cualquier caso, los cálculos a realizar les corresponden a las empresas propietarias, y la evaluación de los riesgos que corre el sistema en ausencia de nucleares le corresponde a los gobiernos y los gestores técnicos de la red.

En definitiva, la decisión de extensión en la utilización del parque nuclear existente requeriría de un análisis detallado y riguroso de todos los aspectos a favor y en contra, pero en la actualidad hay numerosos argumentos que sugieren que la mejor decisión posible para la economía española es la de proceder a esa extensión por las siguientes razones principales:

- El precio mayorista se mantendría más bajo, particularmente fuera de las horas solares que son mayoritarias en cómputo anual.
- Las emisiones del sistema eléctrico se mantendrían más bajas, en un periodo crítico de necesidad de reducción.
- Los costes de extensión de reactores son bajos al repercutirse sobre la elevadísima producción eléctrica que posibilitan, y serían plenamente asumibles por los operadores actuales o los que eventualmente decidiesen operarlas si se plantease hipotéticamente algún cambio de titularidad¹⁴. En el caso de optarse por un régimen de CfD (precio fijo garantizado), es más probable que los operadores devolviesen dinero al consumidor eléctrico, que viceversa. Y en cualquier caso, los años en que el sistema tuviese que complementar los ingresos por mercado no deberían verse como una subvención sino como una cobertura de riesgos plurianual, con el añadido de un escenario de precios más altos en ausencia de dicha producción nuclear.
- No existe aún una alternativa realista basada en suficientes energías renovables y almacenamiento que proporcione similar nivel de seguridad de suministro, emisiones y precio, habida cuenta de las dificultades en la tramitación administrativa para la generación eólica, así como la ausencia de proyectos de almacenamiento con potencia y energía suficientes para replazar la producción nuclear¹⁵.
- Los volúmenes de residuo nuclear adicional serían pequeños y confinados, añadiendo un bajo volumen de contenedores adicionales a los que España ya deberá gestionar en cualquier caso.

¹⁴ Por ejemplo, Bélgica planea constituir una sociedad al 50% entre el sector privado y el Estado para operar dos reactores tras extender su vida más allá de 2025.

¹⁵ Existe actualmente elevada potencia de almacenamiento en baterías en desarrollo, así como numerosos proyectos potenciales de bombeo hidráulico en España. En ambos casos, es incierta la rentabilidad de estos proyectos, que aún no se han desarrollado a escala y parecen esperar al desarrollo del anunciado 'Mercado de Capacidad' o subvenciones a la construcción por parte del PERTE y las ayudas europeas.

- El cese actualmente previsto no sólo incrementará emisiones sino, también, las importaciones de gas. También aumentará la necesidad de abundantes metales de los que España no dispone ante el muy superior consumo metálico por megavatio hora producido por parte de las energías renovables, que deben ocupar una gran parte del mix energético en un periodo de explosión exponencial de la necesidad de metales para la transición energética.
- Se proyecta un crecimiento del consumo eléctrico del orden del 100% en el horizonte 2050, que conlleva no sólo un importantísimo volumen de renovables adicionales a construir, sino también requiere de un elevadísimo almacenamiento para su integración. Todo ello en un horizonte en el que será preciso reponer la totalidad del parque eólico actual que se construyó en los años 2000 a 2012, con unos 25 años de vida técnica.
- De aquí a final de siglo, será preciso cambiar todo el parque renovable cada aproximadamente 30 años, con unas capacidades mineras que serán cuestionables habida cuenta del bajísimo nivel de reciclaje de numerosos metales y otros componentes, que se une a la explosión del transporte electrificado directamente con baterías o indirectamente con la producción de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno verde por electrólisis del agua.
- Es cuestionable la capacidad de desmantelamiento de muchos reactores nucleares en paralelo, habida cuenta de la necesidad de empresas y personal especializado, lo que podría conllevar que reactores nucleares estén parados pero sin desmantelar durante un largo periodo.
- España perdería capacidad humana y experiencia en un sector que puede ser un aliado de la transición energética durante muchas décadas más. Ello contrasta con la promoción de la energía nuclear por parte de muchos países e instituciones internacionales, con el objetivo de multiplicar por tres la producción nuclear en el horizonte 2050. La energía nuclear podría ser aliada de la transición energética incluso durante muchos siglos ante el potencial desarrollo de los denominados reactores rápidos de IV Generación que, entre otras muchas ventajas, garantizan la disponibilidad de recurso durante muchos milenios sin apenas generación de residuos.

6. Perspectivas futuras y tecnológicas de la energía nuclear

La generación eléctrica de origen nuclear se ha mantenido relativamente estable a nivel mundial desde el año 2006, con unos 420 reactores operativos produciendo 2.600 TWh/año (9% de la electricidad mundial). Algunos nuevos reactores van entrando en servicio (unos 4-6 reactores al año), pero desplazando a otros que cesan en su producción por obsolescencia o por decisiones políticas. Es bien conocido que Alemania ha cerrado ya todos sus reactores, desde los 20 GW de potencia de los que disponía en 2010. También Bélgica y otros países han cerrado unos pocos reactores más, pero otros han comenzado a operar recientemente (como Emiratos Árabes, con cuatro reactores) y otros están ampliando su base de generación a un ritmo elevado. Entre ellos destaca China, con planes para superar los 56 reactores de Francia antes de final de esta década y los 100 reactores de Estados Unidos a principios de los años 2030. Según la World Nuclear Association, actualmente hay en construcción 69 GW de nueva capacidad nuclear, de los que casi la mitad están en China, seguida de lejos por India, Turquía, Egipto y Rusia. Asimismo, 92 reactores, con una potencia conjunta de 90 GW, están planificados.

En Europa, un total de 15 países tienen proyectos en fase de construcción (Francia, Eslovaquia, Reino Unido, Turquía), planificados (Hungría, Rumanía, Bulgaria, Finlandia, República Checa) o propuestos

(Polonia, Lituania, Países Bajos, Eslovaquia, Eslovenia y Suecia). Italia planea suspender la prohibición legal de construir reactores y plantear su uso en un referéndum, mientras que dicha prohibición está en discusión en otros países. En febrero de 2023, con ocasión de las discusiones sobre la regulación del sector energético, once países constituyeron una ‘Alianza Nuclear’: Francia, Bulgaria, Croacia, República Checa, Hungría, Finlandia, Holanda, Polonia, Rumanía, Eslovaquia y Eslovenia. La NEA¹⁶ ha acordado crear un ‘*Joint Undertaking on Roadmaps to New Nuclear*’, para traducir las prioridades identificadas por los ministros y CEOs de empresas en acciones concretas para recuperar la capacidad de construir nuevas centrales y triplicar la potencia nuclear en 2050. Este grupo propone “maximizar el uso de las centrales existentes, incluyendo su extensión e incluso arrancando de nuevo las centrales paradas donde ello sea posible” y también “proporcionar claridad a los inversores sobre la financiación y los mecanismos de recuperación de la inversión”. Suecia no se incorporó a pesar de sus planes de construcción. Adicionalmente, Reino Unido tiene en marcha la construcción de nuevos reactores ante la reducción de producción de hidrocarburos durante las próximas décadas.

Otros países, con Alemania a la cabeza y con el apoyo de Austria o Suiza, han abanderado recientemente la posición anti nuclear. En España, la posición del Gobierno es abiertamente partidaria del cierre nuclear, en coherencia con el programa electoral del PSOE. La argumentación es claramente contraria a las extensiones de funcionamiento más allá del calendario actual, con un posicionamiento a favor de la no inclusión de la energía nuclear dentro de la Taxonomía Europea que permitiría el acceso a una financiación más favorable; si bien finalmente la energía nuclear sí fue considerada en la Taxonomía Europea como energía contribuyente a los objetivos climáticos sin daño al medio ambiente. El Partido Popular, que tampoco ha tenido demasiadas intervenciones públicas o programáticas sobre la energía nuclear, se ha mostrado partidario de las extensiones siempre que las condiciones de seguridad lo permitan.

De fondo, en paralelo a las discusiones sobre los aspectos técnicos de los programas nucleares nacionales, está el diseño de marcos regulatorios que permitan a los países que lo deseen posibilitar su desarrollo. De hecho, la viabilidad de los reactores propuestos estará no tanto en los aspectos técnicos como en los regulatorios que ayuden a bajar el coste de capital, como pueda ser otorgar un régimen de CfD (un precio fijo) o bien un alto nivel de ‘préstamos verdes’ con un tipo de interés bajo. La presidenta Von der Leyen ha dado a su equipo (propuesto) de Comisarios el mandato de permitir el desarrollo de la energía nuclear en Europa, en línea no sólo con los posicionamientos de los países anteriormente mencionados sino también del reciente ‘Informe Draghi’ sobre la competitividad de la Unión Europea. Este informe plantea la necesidad de revertir el declive en productividad y nivel tecnológico de la UE respecto a China y EE.UU. En España el declive es aún mayor, con una industria tradicionalmente penalizada en sus costes energéticos, que no obstante se podría revertir con una combinación de energía renovable y nuclear. Para hacerlo con puestos de trabajo de calidad es preciso identificar sectores tecnológicos en ascenso en los que tengamos experiencia, medios y prestigio para participar significativamente en proyectos internacionales. Uno de ellos es el sector eléctrico nuclear, al que España podría contribuir mejor si se extienden las vidas operativas de las centrales españolas. En esta línea, el Informe Draghi indica que Europa debe extender sus nucleares y construir nuevos reactores, con el objeto de suplir una falta de hidrocarburos y como complemento a una penetración renovable que también debe seguir en aumento.

¹⁶ <https://www.oecd-nea.org/>

En cuanto a las tecnologías, hay muchos desarrollos en curso para construir reactores aún más seguros que los actuales, con más seguridad pasiva (por ejemplo, la refrigeración de emergencia del reactor por recirculación natural o por gravedad), mejor aprovechamiento o diseño de nuevos combustibles, y más estandarización, modularidad y rapidez en la construcción. Algunos reactores nuevos están desarrollando otras particularidades técnicas como el trabajo a más de 700 o 900°C que permite producir hidrógeno o calor, con aplicaciones para calefacción de distrito o industrial.

Hay muchas iniciativas de I+D para futuros reactores. En el programa norteamericano ALWR (Advanced Light Water Reactors) y en el europeo EUR (European Utilities Requirements), para centrales “evolutionary” (evolutivas) que son las de “Generación III+”, que se construyen actualmente por todo el mundo, participan empresas españolas. Las centrales incluyen las de rango 1.000 a 1.600 MW, como los AP1000 y EPR, y otras escaladas a menor rango, 600 a 300 MW, como los AP300 y los SMR (Small Modular Reactor).

La participación española es indirecta en otras iniciativas para centrales “innovadoras” y su posible construcción comercial a más largo plazo, a partir de la siguiente década. Esa participación se desarrolla a través de los organismos internacionales que las patrocinan, como la NEA o el OIEA. Una de las líneas más esperanzadoras es la del GIF (Generation IV International Forum). El GIF comenzó en EEUU en el año 2000 y cuenta actualmente con 14 miembros (Argentina, Brasil, Canadá, Francia, Japón, Corea del Sur, Suráfrica, Reino Unido, USA, Suiza, China, Rusia, Australia y, a través de Euratom, la UE). El propósito del GIF es compartir I+D para el desarrollo de especificaciones para los seis proyectos que integran la denominada ‘Generación IV’ de reactores, con las siguientes tecnologías seleccionadas: ‘gas-cooled fast reactor’ (GFR), ‘lead-cooled fast reactor’ (LFR), ‘molten salt reactor’ (MSR), ‘sodium-cooled fast reactor’ (SFR), ‘supercritical-water-cooled reactor’ (SCWR) y ‘very high-temperature reactor’ (VHTR)’. Cada uno de estos diseños presenta ventajas significativas respecto a las tecnologías actuales. Sin embargo, aunque ha habido prototipos o reactores experimentales, no son actualmente una realidad comercial.

Cuatro de los diseños de reactores de IV Generación del GIF son reactores de ‘neutrones rápidos’ “regeneradores” (‘breeders’), que generan más núcleos físis (el combustible nuclear) de los introducidos en el combustible original. Esto es posible generando plutonio-239 físil a partir de uranio-238 no físil pero denominado ‘fértil’, tras la absorción de un neutrón que transmuta el material, o bien uranio-233 físil a partir de torio-232. Habida cuenta de que el uranio presente en la naturaleza es mayoritariamente (99,3%) uranio-238 no físil, y que existe aproximadamente cuatro veces más torio que uranio en la corteza terrestre, los reactores rápidos son conceptualmente capaces de incrementar por un máximo teórico de unas 400 veces la disponibilidad de recurso nuclear¹⁷. Ello implica disponer de combustible nuclear hasta muchos miles de años en el caso del uranio, y decenas de miles de años utilizando torio, tras los que ya sí, tendríamos que haber encontrado la manera de pasar al 100% renovables. Además, el torio es mucho menos idóneo para desarrollar armamento nuclear. India, con importantes reservas de torio, tiene pequeños reactores en funcionamiento o en construcción, con un ambicioso programa de IV Generación. China planea iniciar en 2025 la construcción de un reactor de 60 MW con combustible de torio líquido y sales fundidas. Una China potencialmente dominadora de reactores de torio, con costes razonables (hoy no lo son) o de uranio en reactores rápidos, durante

¹⁷ Unas 100 veces más al pasar a utilizar casi la totalidad del uranio, en lugar de sólo el 0,7% de uranio-235 actualmente, más el aporte de un pequeño reprocesado del plutonio generado y uranio-235 no fisionado, en nuevo combustible denominado ‘MOX’, por Mixed Oxide fuel. Y unas cuatro veces más al utilizar las reservas de torio.

la segunda mitad del siglo XXI, se convertiría en una potencia energética, con todo lo que ello conlleva a nivel industrial y de exportación tecnológica.

Estos reactores de IV Generación también presentan características muy innovadoras como la posibilidad de reducir drásticamente la presencia de residuos de alta actividad como los 'actínidos menores', materiales con mayor número másico que el uranio generado dentro del reactor con largo periodo de desintegración. Algunos son intrínsecamente seguros por pararse la reacción de fisión de manera natural ante la pérdida de refrigerante, o permiten trabajar a presiones bajas por estar el combustible en forma líquida, o permiten generar energía calorífica de alto valor y aprovechamiento para la calefacción en detrimento del uso de hidrocarburos. Se puede decir que la IV Generación resuelve tantos problemas como la aún esperada energía nuclear de fusión, con la diferencia de que es una tecnología de la que se dispone de una relevante experiencia práctica en diversos reactores experimentales, históricos e incluso actuales, que han demostrado la viabilidad -no sin problemas por seguir resolviendo- de muchas de estas características.

A ese respecto, ya han operado desde los años setenta reactores de neutrones rápidos, de demostración e industriales, todos ellos de U-238, pero fueron cerrados por razones económicas, o por su dificultad de reparaciones o por antigüedad¹⁸. Otros continúan en funcionamiento, como en Rusia los BN600 y BN800 de U-238 y sodio líquido de refrigerante. Pero se espera que los nuevos 'breeders' de 'Generation IV', de los que ya se construyen prototipos, lleguen a medio-largo plazo a la madurez industrial, con lo cual se podrá multiplicar enormemente el porcentaje de aprovechamiento del uranio natural y por tanto el uso de las reservas de uranio existentes. En cualquier caso, existe tanto U-238 generado como residuo en las últimas décadas que, incluso sin minar uranio, teóricamente tendríamos ya disponible suficiente combustible para muchos siglos futuros, siempre sujeto al diseño y construcción de reactores innovadores durante las próximas décadas. Cabe señalar que la ventaja de la regeneración de combustible (U-233 a partir de torio, o plutonio-239 a partir de U-238) en reactores de neutrones rápidos perdería valor ante el posible abaratamiento de la tecnología de extracción de uranio del mar (también en fase experimental), en que se estima presencia de uranio por miles de veces mayor cantidad que el uranio o torio terrestre

En cualquier caso, la IV Generación mantiene otras ventajas de seguridad. Algunas de ellas se refieren a la posibilidad de producir hidrógeno por rotura de la molécula de agua a alta temperatura, o la mayor seguridad pasiva por el diseño del combustible presente en sales fundidas (o moderado por plomo), o la posibilidad de no hacer paradas por el uso de combustibles recargables en funcionamiento. Actualmente no se prevé hoy ninguna tecnología claramente ganadora y más bien parece probable que varios de estos diseños sean utilizados en distintos países según la casuística local.

Otra línea de investigación y desarrollo son los denominados 'Small Modular Reactor', SMR, pequeños reactores de entre 25 y 300 MW y con numerosos equipos modulares de fácil ensamblaje en el emplazamiento final. En 2024 hay ya cuatro SMRs operativos en el mundo (en China y Rusia, el reactor flotante Akademik Lomonosov), y otra treintena más están en construcción o en fase de licencia o de diseño en 18 países (EE.UU, China, Reino Unido, Rusia, Japón, Canadá, Corea del Sur etc.). Es una de

¹⁸ Por ejemplo, la central Superphenix, en Francia, tardó años en volver a arrancar tras una enorme tormenta de nieve que hundió la cubierta del edificio de turbina. Llegó a tener un factor de operación del 65% en los últimos meses de 1996, y un 32% de factor de carga anual, para ser cerrado por decisión política en 1997 sustentada en los elevados costes como reactor experimental de investigación, ante los bajos costes del uranio. Su 'hermana menor', la central Phenix, operó la mayoría de años en el periodo 1974 a 2009 con elevados factores de disponibilidad y operación hasta su cierre, principalmente, por razones de antigüedad.

las grandes esperanzas en muchos países, en particular europeos, pero hay aún fuertes incertidumbre sobre los costes y posibilidades para su despliegue. La razón es que los SMR parecen tener sentido económico si y sólo si se instalan en grandes cantidades, permitiendo compensar las menores economías de escala con los ahorros de costes por la estandarización de su fabricación.

Sobre la energía nuclear de fusión, que muchos ven como la energía salvadora del futuro, personalmente rebajaría las esperanzas de que así sea. Si bien es probablemente cuestión de tiempo que se controle de manera sostenida la reacción de fusión, luego será necesario convertir el calor generado en electricidad. Los primeros prototipos, con el imponente y costoso proyecto europeo ITER y otros desarrollos en EEUU, China, Corea o Japón, podrían ver la luz a partir de la próxima década. Pero, posteriormente, hay que proceder al diseño de reactores comerciales, con problemas sustancialmente parecidos a la nuclear de fisión relacionados con los elevadísimos costes de inversión inicial. Si es que llega, la energía nuclear de fusión llegaría tarde y no sería una solución para el Net Zero en 2050.

En suma, a nivel internacional, hay un fuerte resurgir de la tecnología nuclear de fisión, con declaraciones expresas de la Agencia Internacional de la Energía y de otras instituciones sobre su papel en la reducción de emisiones en las próximas décadas. Especialmente ante las necesidades de descarbonizar y de electrificar el consumo de energía mundial que hoy no es electricidad (el 80% del total). La cuestión relevante no debería ser una elección entre la generación renovable o nuclear, sino el porcentaje de nuclear que necesitamos de modo realista dentro del *mix* eléctrico para minimizar emisiones, costes y dependencia exterior. Para ello, resulta importante entender que la decisión no es 'renovables baratas sin residuos' frente a 'nuclear cara y con residuos peligrosos'. Los equipos de generación renovable también desconfinan CO₂ y otros tipos de emisiones contaminantes, con sus efectos medioambientales y sanitarios, dependencia de minerales y componentes del exterior de la UE y mayor uso de hidrocarburos en los escenarios de cierre nuclear. La producción nuclear genera residuos de alta actividad pero pequeños en volumen, que en su momento serán confinados en contenedores sellados en zonas geológicamente estables y sin necesidad de vigilancia y costes futuros. También, como se ha señalado, se explora la destrucción de muchos de los residuos actuales en futuros reactores de neutrones rápidos que romperían los actínidos de larga vida, o también se explora su ruptura mediante tecnología láser, reduciendo en ambos casos la cantidad y peligrosidad de residuos a confinar así como su vida de desintegración.

Hay, en definitiva, un arbitraje de impactos y riesgos, tanto si decidimos tener como si decidimos no tener una parte de energía nuclear en el mix. En mi opinión, ese balance es claramente favorable a la extensión de los reactores existentes en España como complemento a un mix energético con una gran mayoría de renovables, almacenamiento, junto a ciertos biocombustibles. Ello debería acompañarse por la continuidad en la formación de técnicos en energía nuclear y de la industria asociada local, con un adecuado apoyo político y social que entienda los pros y contras de las alternativas energéticas.