

84
Septiembre
2026

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*

GARRIGUES

40  de la Energía

Deloitte.

Comentario sobre el alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares

Claudio Aranzadi

Ingeniero Industrial y Economista. Ex ministro de Industria y Energía

Este texto es la versión escrita de la ponencia en el debate sobre el alargamiento de las nucleares que tuvo lugar en el Colegio Notarial de Madrid en Abril de 2025.

La decisión de alargar la vida de las centrales nucleares de 2ª generación más allá de los cuarenta años (vida útil de diseño más frecuente) responde a condicionantes muy distintos que los relativos a la decisión de invertir en nuevas centrales de 3ª generación (grandes reactores de entre 1Gw y 1,6 Gw).

1. Inversión en nuevos reactores de 3ª Generación

La decisión de invertir en estos reactores en España carece de sentido económico dado su elevado coste. Como ejemplo se puede señalar el “coste nivelado”¹ (métrica más utilizada

para los costes totales medios de generación) en los reactores de 3ª Generación recientemente finalizados en EE.UU y Francia. Los “costes nivelados” de generación en Vogtle 3 y 4 en EE.UU (tecnología Westinghouse AP. 1000) han sido estimados por “Lazard. LCOE 24” en 190 \$/Mwh. El “coste nivelado” de generación de Flamanville 3 en Francia (tecnología EPR de EDF), acorde con la información de la “*Cour des Comptes*” francesa, alcanzaría (para una amortización en 60 años y un coste del capital del 7%) una cifra de 176 €/Mwh. Estas cifras son de un orden de magnitud triple de las estimaciones más elevadas del “coste nivelado” de generación con energías renovables (eólica y fotovoltaica), incluso si el coste estimado para las nucleares se corrige a la baja para incorporar la mayor contribución de estas a la “fiabilidad” del sistema (por su mayor aportación de “firmeza”, “inercia mecánica”, y “capacidad de control de tensión” a la operación

¹El “coste nivelado” de generación se define por la Agencia Internacional de la Energía como la relación entre la totalidad de los costes de inversión y operación de un activo de generación a lo largo de su vida (desde el inicio del proyecto hasta el desmantelamiento del activo) en términos reales y la totalidad de la producción (Mwh), ambas magnitudes convenientemente actualizadas con un tipo real de descuento. También puede definirse como el precio medio de la electricidad producida (indexado por la inflación) que conduciría a un valor actualizado (con un tipo nominal de descuento) neto cero del activo de generación.

El interés de esta métrica, que representa los costes totales medios de generación de una central, reside en que es un indicador del precio medio que debe tener la electricidad generada a lo largo de la vida operativa de la central para recuperar la totalidad de sus costes fijos y variables.

del sistema). Tampoco los “pequeños reactores modulares” (SMR) de los que no se ha construido todavía ninguno para explotación comercial, serían competitivos con la generación renovable. Sus “costes nivelados” de generación estimados sobrepasan significativamente los 100€/Mwh.

Los promotores de la inversión en nueva capacidad nuclear de 3ª generación alegan que estos costes tan elevados, asociados en gran medida a las enormes desviaciones con respecto a presupuestos y plazos previstos de construcción, corresponden (como es el caso de los reactores , Olkiluoto 3 en Finlandia, Hinkley Point C en Reino Unido, Flamanville 3 en Francia y Vogtle 3 y 4 de EE.UU) a lo que se denomina reactores “*first of a kind*” y que el avance en la curva de aprendizaje abaratará notablemente los costes en el futuro. Esto previsiblemente ocurrirá, aunque la pendiente de la curva de aprendizaje es incierta. En todo caso, una inversión en las condiciones actuales de coste, repercutiría durante más de medio siglo en la estructura de costes de la generación eléctrica. Incluso si se apostase en el futuro por un nuevo programa nuclear, la opción más racional sería esperar y dejar que sean los países más entusiastas quienes soporten los costes del avance en la curva de aprendizaje.

Cabe por tanto preguntarse por las razones que han llevado a tres países europeos (Finlandia, Reino Unido y Francia) a adentrarse por la vía de la inversión en nuevas centrales de 3ª Generación. En el caso de Finlandia (Olkiluoto 3) no se ha asumido ningún sobrecoste, ya que el proyecto era a “precio fijo firme”, por lo que las desviaciones en plazos y presupuesto fueron asumidas por AREVA. En el caso del Reino Unido (que está utilizando la tecnología francesa), la justificación podría ser (como ocurre con otros países con armamento nuclear) la complementariedad con su estrategia militar. En el caso francés existe además un imperativo de política industrial: mantener su liderazgo en la tecnología nuclear civil sustentada en una larga experiencia histórica (actualmente 56 reactores en operación). Al disponer de la única tecnología nuclear europea, Francia podría además complementar su oferta de “paraguas nuclear” militar para Europa con su contribución a la autonomía estratégica de la Unión Europea en el nicho nuclear civil. Existen además poderosas razones de carácter geopolítico para que tanto Europa como EE.UU

corrijan su creciente desequilibrio en la difusión global de la tecnología nuclear a favor de Rusia y China (del orden del 90% de los reactores en construcción en el mundo son de tecnología rusa o china según la AIE y Rusia ha mantenido casi la mitad de la capacidad global de enriquecimiento del uranio).

2. Alargamiento de la vida de las centrales

La decisión de alargar la vida de las centrales de 2ª Generación más allá de su vida útil de diseño (normalmente 40 años), por 10, 20 o incluso 40 años, responde a condicionantes muy distintos que los que determinan la inversión en los nuevos reactores nucleares de 3ª Generación. Según la Agencia Internacional de la Energía, en los últimos cinco años, se han tomado decisiones para extender la vida útil al 15% de la flota mundial de reactores nucleares. Estas iniciativas están lógicamente más extendidas en los países más nuclearizados, EE.UU y Francia. En Francia se han iniciado ya trabajos para el alargamiento a 50 años y el Senado francés ha recomendado llevar la vida útil de las centrales a más de 60 años.

Las estimaciones de los costes de generación imputables al alargamiento de la vida de los reactores nucleares de 2ª Generación son mucho más bajas que las correspondientes a la generación con nuevas nucleares de 3ª Generación. La cuestión relevante, sin embargo, es la comparación con los costes de su posible alternativa: en una perspectiva a largo plazo, el coste de nuevas renovables (esencialmente fotovoltaicas y eólicas) más el coste del respaldo necesario (fundamentalmente sistemas de inercia sintética y almacenamiento); y en un periodo transitorio, además, el sobrecoste de una mayor presencia de la generación con gas natural en el *mix*. La AIE/NEA en su análisis de los costes de la generación eléctrica (“*Projected costs of generating electricity*”. 2020) ofrecía como estimación del coste total medio de generación imputable al alargamiento de la vida de los reactores nucleares los siguientes “costes nivelados”: para el alargamiento de 10 años (y un coste de capital del 7%) un valor entre 29,4/48,5 \$/Mwh y para un alargamiento de 20

años (y un coste de capital del 7%), entre 26,4/41,6 \$/Mwh.

Estos órdenes de magnitud se mantienen aproximadamente en las estimaciones más recientes de la AIE (*"The path to a new era for nuclear energy".2025*) que son inferiores a las estimaciones de "costes nivelados" de la generación fotovoltaica y eólica, (diferencia que se agranda en las estimaciones de "costes nivelados" ajustados por el valor, superior en la generación nuclear, de su contribución a la "fiabilidad" del sistema).

La discusión en España tiene, lógicamente, rasgos específicos. En primer lugar, debe determinarse cual es la estimación para España más correcta del "coste nivelado" (representativo de los costes totales medios) de la generación con nueva capacidad renovable. Podría aceptarse el precio del PPA a diez años en el mercado (OMIP) que es del orden de 55 €/Mwh (corregido de los impuestos de generación). Aunque es un indicador imperfecto (se puede considerar el mercado poco líquido y representativo) ofrece una cifra consistente con las estimaciones para Europa de la AIE y, conceptualmente, refleja aproximadamente el coste marginal a largo plazo de generación en España (esencialmente con nueva capacidad renovable); esta cifra previsiblemente se incrementará en el futuro por el coste de las inversiones exigidas a la nueva capacidad renovable en sistemas de inercia sintética. El precio de un contrato a plazo coincidente con la vida del activo de generación sería el indicador indiscutible, pero el precio ofrecido por OMIP para el PPA a diez años se puede considerar una aproximación aceptable.

Más controvertida aún resulta la determinación de unos "costes nivelados" (representativos de los costes totales medios de generación) atribuibles al alargamiento de la vida de las centrales nucleares. Esta estimación debe incluir los costes totales (fijos y variables, requeridos por imperativos de eficiencia o de seguridad) incrementales imputables al alargamiento de la vida pero, en su comparación con las alternativas, no debe incluir "costes hundidos" ni impuestos (como los de generación) que no internalizan "costes sociales"). Esta cuestión es crítica, por ejemplo, a la hora de abordar el coste de la gestión de residuos (almacenamiento) y del desmantelamiento de las instalaciones. El "coste nivelado" relevante (a efectos de comparación con las alternativas)

solo debe considerar los costes imputables al aumento de los residuos durante el periodo de alargamiento. Los costes de almacenamiento (más elevados como consecuencia del abandono del proyecto A.T.C.) o de desmantelamiento, que no correspondan al incremento de residuos generados en el periodo de alargamiento son "costes hundidos" (hay que hacer frente a ellos, se prolongue o no la vida de los reactores). Si el "coste nivelado" de generación calculado de esta forma y ajustado por el "valor" diferencial que aporta la generación nuclear en términos de "firmeza" (*"load factor"* del 80%/90% y alto grado de disponibilidad de su capacidad) y de "inercia mecánica" a la "fiabilidad del sistema", es inferior al "coste nivelado" antes señalado, para la generación renovable (del orden de 55€/Mwh menos fiscalidad), el alargamiento de la vida de las centrales nucleares estaría justificado por consideraciones de competitividad.

Se plantea, sin embargo, el problema de la asignación de los "costes hundidos" no totalmente recuperados, es decir de los costes de almacenamiento de residuos y de desmantelamiento que no han sido todavía cubiertos con los recursos de ENRESA procedentes de las "tasas" abonadas hasta el momento, ya que estos costes deberán ser asumidos (haya o no alargamiento de la vida de las centrales) por los márgenes empresariales, los consumidores o los contribuyentes (presupuestos públicos). Cómo distribuir esos costes hundidos no cubiertos todavía por los recursos acumulados de ENRESA es en gran medida un dilema político.

Por otro lado, si se decidiese el alargamiento de la vida de las centrales habría que decidir el mecanismo de retribución de la generación nuclear: precios del mercado como hasta ahora, contrato por diferencias (con un *"strike price"* determinado) o precio regulado. En los dos últimos casos, y en el primero, si parte del coste es asumido por los presupuestos públicos, habría, presumiblemente, un pronunciamiento por parte de la Comisión Europea. La Comisión ya aprobó el contrato por diferencias para Hinkley Point C en Reino Unido con un *"strike price"* muy por encima del precio medio de mercado previsto; no se ha pronunciado todavía sobre la aprobación en Francia de un precio regulado a partir de 2026 de 70€/Mwh, para toda la generación nuclear de EDF (incluida la generada por Flamanville 3) que, dado que es un precio

más elevado que el coste total medio del parque histórico (sin Flamanville 3) parece haber sido establecido para acomodar el enorme sobre coste de esta última central.

Debe tenerse en cuenta además, que el ritmo de incorporación de nueva capacidad renovable y almacenamiento tiene un límite, lo que exige la presencia durante un período transitorio de generación con gas natural en el *mix*, no sólo como respaldo de la intermitencia de la generación renovable sino como oferta marginal en el mercado mayorista de energía. La salida de capacidad nuclear en este período implica una mayor utilización de la generación con gas y por tanto una mayor emisión de CO₂. Supondría, además, como señala un

reciente informe de PricewaterhouseCoopers (PwC), un precio medio en el mercado *spot* de energía más elevado, aunque es cierto que este precio sobrestima el coste total medio de producción del sistema, ya que en el mercado marginalista *spot*, el precio de la generación con gas, “arrastra” los precios de la generación inframarginal, incluso con volúmenes de producción con gas reducidos. Por otro lado, el creciente precio de los derechos de emisión de CO₂ previsible en el futuro por la aplicación de la política de descarbonización en la UE contribuiría, en la hipótesis señalada, a hacer aún más elevados tanto el coste de generación con gas natural como los precios en el mercado *spot* de energía eléctrica.



84
Septiembre
2026

GARRIGUES



**Club Español
de la Energía**

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel. 91 514 5200
Fax. 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel. 91 323 7221
Fax. 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel. 91 514 5000
Fax. 91 514 5180
www.deloitte.es