

**LA ESTRATEGIA ESPAÑOLA EN  
LA GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE  
NUCLEAR USADO**

**CORTES GENERALES**





**LA ESTRATEGIA ESPAÑOLA EN  
LA GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE  
NUCLEAR USADO**

**CORTES GENERALES  
2018**



# **LA ESTRATEGIA ESPAÑOLA EN LA GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO**

SEMINARIO ORGANIZADO POR LA ASOCIACIÓN  
DE EXDIPUTADOS Y EXSENADORES DE LAS  
CORTES GENERALES

CONGRESO DE LOS DIPUTADOS 24 DE NOVIEMBRE DE 2017

**CORTES GENERALES  
2018**

© Congreso de los Diputados  
Dirección de Estudios, Análisis y Publicaciones  
Departamento de Publicaciones  
Floridablanca, s/n - 28071 Madrid

ISBN: 978-84-7943-533-2  
Depósito Legal: M-24559-2018

# ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
<b>INAUGURACIÓN</b>	
Juan Van-Halen Acedo, <i>Presidente de la Asociación de ex Diputados y ex Senadores</i> .....	11
Carlos del Álamo Jiménez, <i>Presidente del Instituto de Ingeniería de España</i> .....	13
Yolanda Moratilla Soria, <i>Directora de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas (ICAI)</i> .....	17
<b>EL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL Y LA OPERACIÓN A LARGO PLAZO DE LAS CENTRALES</b>	
<b>Ponencia:</b> EL MIX ENERGÉTICO EN ESPAÑA: CÓMO SE DETERMINA UN MIX QUE TENGA EN CUENTA LAS EXPECTATIVAS SOCIALES Y POLÍTICAS, LOS IMPERATIVOS TÉCNICOS Y LOS INTERESES DEL SECTOR .....	21
Victoriano Casajús Díaz Ponencia, <i>Presidente de LYSIS REAL Ingeniería y Consultoría Energética</i> .....	21
<b>Ponencia:</b> LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: SUS CONSECUENCIAS PARA LA OPERACIÓN A LARGO PLAZO DE LAS CENTRALES NUCLEARES .....	37
Juan María Moreno Mellado, <i>Director General Nuclear Iberia, ENDESA</i> .....	37
<b>Moderador:</b> Joaquín Cobos Sabaté, <i>Jefe de la Unidad de Residuos de Alta Actividad del CIEMAT</i>	
<b>LA GESTIÓN SOSTENIBLE DE LA ENERGÍA NUCLEAR</b>	
<b>Ponencia:</b> SOSTENIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO .....	49



José Antonio Gago Bádenas, *Presidente de la Sociedad Nuclear Española* ..... 49

**Ponencia:** LA GESTIÓN SOSTENIBLE DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO: ANÁLISIS ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL..... 61

Yolanda Moratilla Soria, *Directora de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas (ICAI)* ..... 61

**Moderador:** Manuel Lozano Leyva, *Catedrático de Física Atómica, Molecular y Nuclear, Universidad de Sevilla*

---

## LA GESTIÓN SOSTENIBLE DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO: LA ESTRATEGIA ESPAÑOLA EN UN ENTORNO EUROPEO

---

**Ponencia:** CÓMO SE ESTÁ APLICANDO LA DIRECTIVA 70/2011 EURATOM DEL CONSEJO, DE 19 DE JULIO DE 2011, POR LA QUE SE ESTABLECE UN MARCO COMUNITARIO PARA LA GESTIÓN RESPONSABLE Y SEGURA DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS. QUÉ ESPERA LA COMISIÓN EN EL MEDIO PLAZO ..... 73

Manuel Martín Ramos, *Unidad de Coordinación de Euratom Centro Común de Investigación de la Comisión Europea* ..... 73

**Ponencia:** SITUACIÓN ACTUAL DEL ATC. ATI'S, PGRR EN VIGOR Y MARCO EN EL QUE SE DEFINIRÁ EL 7º PGRR..... 81

Mariano Navarro Santos, *Unidad de Coordinación de Euratom Centro Común de Investigación de la Comisión Europea* ..... 81

**Moderador:** Emilio Mínguez Torres, *Director de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales UPM*

---

## CLAUSURA

---

Julio L. Martínez Martínez, *Rector Magnífico de la Universidad Pontificia Comillas* ..... 93

Fernando Castelló Boronat, *Consejero del Consejo de Seguridad Nuclear* ..... 95

# **INAUGURACIÓN**

---



Juan Van-Halen Acedo

Presidente de la Asociación de ex Diputados y ex Senadores

Buenos días.

Nos reunimos para celebrar el III Seminario sobre la Gestión del Combustible Nuclear Usado, un tema interesante, actual, controvertido, sobre el que vamos a tener la fortuna, en la jornada de hoy, de escuchar opiniones cualificadas, interesantes.

Quiero agradecerles a todos su presencia en el nombre de la Asociación de Exdiputados y Exsenadores, y, también, agradecer el apoyo y el patrocinio de nuestros patrocinadores, que ya es el tercer seminario que hacemos sobre este tema. Y, sin más, darles la bienvenida y expresarles mi gratitud.



## Carlos del Álamo Jiménez

Presidente del Instituto de Ingeniería de España

El Instituto de la Ingeniería de España es una federación de las asociaciones de ingeniería de profesión reguladas: aeronáuticos, agrónomos, caminos, industriales, ICAI, minas, montes, navales, oceánicos y telecomunicaciones. Y, a través de estas asociaciones, el Instituto agrupa, aproximadamente, algo más de 100.000 ingenieros.

El Instituto fue creado en 1905, es una entidad de utilidad pública, es la organización profesional más antigua de la ingeniería española y ostenta la presidencia de honor de Su Majestad el Rey Don Juan Carlos I. El IIE tiene el objetivo fundamental de poner la ingeniería al servicio del desarrollo integral y el bien común de la sociedad.

En el IIE, a su vez, trabajan 20 comités técnicos, entre los que se encuentra, precisamente, el Comité de Energías y Recursos Naturales, que preside Yolanda Moratilla, coorganizadora de este seminario. Y aprovecho aquí para felicitarle por el trabajo que viene desarrollando con el Instituto a favor de las energías, de las que es una gran defensora y activista de todo tipo de energías, desde luego.

Ustedes saben que la Ingeniería es una de las actividades que más ha contribuido a la mejora de la calidad de vida de la humanidad. La ingeniería se consolida, como tantas otras cosas, como rama de conocimiento a través de las instituciones y de las organizaciones profesionales. Sin instituciones no es posible avanzar en el conocimiento ni ordenar su aplicación. Y las instituciones son imprescindibles para guardar, transmitir y debatir, en nuestro caso, la base epistémica de la técnica. Por eso, una jornada como la de hoy, donde cooperamos y colaboramos instituciones pues resulta del mayor interés.

Es, sin duda, a partir de finales del siglo XVIII, cuando se organiza en Europa la enseñanza de la ingeniería y se estructuran sus disciplinas y métodos en las Escuelas Técnicas. Y es también cuando se produce el desarrollo de las sociedades occidentales, cuyo desarrollo se distancia del de otras

civilizaciones durante casi 200 años. Porque la ingeniería es la que provoca una revolución en la relación del hombre con su entorno, crea lo artificial, y lo coloca al servicio de la sociedad.

Podemos afirmar que la ingeniería es anterior a la ciencia, pues el hombre comienza a crear artefactos antes de que su mente comience a explorar el mundo y a sistematizar el conocimiento. Y es la ingeniería la que abre a la especie humana el camino a la evolución de una vida mejor y le proporciona la oportunidad de hacer ciencia, de la que, ciertamente, después, se retroalimenta.

Por ello, en el Instituto de Ingeniería de España se estudian y se apoyan todas las tecnologías energéticas y, por supuesto, la energía nuclear, que no puede quedar fuera del debate, no sólo entre expertos, que aquí hay muchos, sino también del debate social. Pero lo entendemos sobre una base técnica y científica de conocimiento, que garantice la eficiencia, la seguridad y la sostenibilidad de los procesos, que dé a conocer los nuevos desarrollos tecnológicos que se van implementando y las soluciones a las cuestiones que surgen cada día.

En los últimos años y desde el instituto de Ingeniería, especialmente, desde el Comité de Energía y Recursos Naturales, se han impulsado mesas redondas, seminarios, conferencias... de cara a presentar diversos aspectos relativos a la gestión del combustible nuclear usado. El Instituto ha publicado dos libros: tiene uno del año 2009 sobre la energía nuclear para el siglo XXI, y sobre el combustible nuclear del año 2013. Esto indica, claramente, el compromiso y el interés del Instituto de la Ingeniería de España con la energía nuclear en todos sus aspectos.

En España, esta tecnología cuenta con grandísimos esfuerzos y con un profundo conocimiento que no debemos perder. Existen multitud de empresas y de personas relacionadas con el sector nuclear, que son referentes nacionales e internacionales, a los que, desde aquí, se les debe reconocer su labor por mantener tan alto el listón del sector de la energía nuclear española.

La energía nuclear sólo será sostenible si logramos dar una solución tecnológica, precisamente, al tema de hoy, a la gestión de los residuos nucleares, y la tecnología es la que nos aporta esa seguridad. Es deber de la ingeniería proporcionar las mejores técnicas disponibles, y ése es nuestro principal empeño en este campo tan estratégico para todos, hoy complicado, aún más, por el calentamiento global.

Quiero agradecer, también, a los Diputados que han participado y colaborado con el Instituto, en el pacto por la industria que, indudablemente, implica una solución energética. Y, este pacto, parece que ya, desde el Ministerio de Economía e Industria y el ministro De Guindos, lo ha trasladado a los grupos parlamentarios para ver si es posible alcanzarlo.

La calidad y la experiencia de los ponentes garantizará sin duda el éxito

de este Seminario, junto con la participación tan cualificada de la asistencia de hoy.

Y, por último, entiendo que nuestra obligación es proporcionar la base de conocimiento necesaria para la toma de decisiones a las autoridades que nos gobiernan y, desde nuestra modesta aportación, nos ponemos a su disposición.

Muchas gracias.





Yolanda Moratilla Soria

Directora de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas (ICAI)

Buenos días a todos y bienvenidos a este III Seminario sobre gestión del combustible nuclear usado.

¿Por qué hacemos ahora este seminario? Porque el actual debate sobre cambio climático y transición energética ha puesto de nuevo de actualidad todas las cuestiones relacionadas con la energía nuclear en general, como si es conveniente la ampliación de la vida útil de nuestras centrales o no, sobre si el cierre de las centrales a 40 años sería posible, tanto desde el punto de vista técnico, económico, consecuencias medioambientales, etc.

Muchas otras cuestiones podríamos abordar, pero, probablemente, en todas ellas oíríamos voces encontradas y, precisamente por eso, hemos querido restringir este seminario a la gestión de los residuos nucleares, porque es un hecho incontestable que España debe tener una estrategia para gestionar los residuos creados, independientemente de la constitución del mix futuro, que también vamos a hablar sobre ello. Pero, independientemente de si siguen abiertas o cerradas las centrales nucleares, tendremos que dar una solución a qué es lo que vamos a hacer con los residuos que ya tenemos.

Si queremos tener una energía nuclear cada vez más aceptada por la sociedad, tenemos que caminar hacia la explicación de que, aunque todo es mejorable, y de ahí que haya tantas personas en el mundo trabajando en el campo de la energía nuclear en investigación y desarrollo, ya, actualmente, con las tecnologías disponibles, podemos decir que la energía nuclear, además de ser económicamente viable, es capaz de hacer un tratamiento eficiente de los residuos que produce. Y yo, como profesora de tecnologías energéticas, puedo decir que no todas las tecnologías pueden decir lo mismo.

Centrándonos ya exclusivamente en el tema de los residuos, nos parece muy importante señalar que, como país, existen varias opciones de futuro en cuanto al tratamiento de nuestro combustible nuclear usado. Y, tanto desde el Instituto de la Ingeniería de España, como desde la Universidad de Comillas, vemos como obligación dar a conocer las diferentes opciones tecnológicas

posibles de cara a conseguir la máxima sostenibilidad de nuestro combustible nuclear, ya que es algo a lo que tenemos la obligación de dar respuesta.

Además, creo que se ha de transmitir la idea que, desde el mundo académico, científico y, en general, desde todo el sector nuclear, se está trabajando para dar siempre las mejores soluciones, al menos, dar a conocer la existencia de las mismas para que, posteriormente, se tomen las decisiones con fundamentación.

No nos vemos ahora ante la coyuntura de tener que elegir entre energía nuclear sí o energía nuclear no, porque energía nuclear ya tenemos, y los residuos generados estarán mucho tiempo con nosotros. Tampoco se trata de decidir, como hicimos en el II Seminario, sobre si un ATC sí o un ATC no, porque, con las tecnologías actuales vamos a necesitar un ATC y, después, vamos a necesitar un AGP. De lo que se trata es de saber que somos capaces de gestionar nuestros residuos nucleares de diferentes formas, pero siempre con las máximas garantías posibles.

Y, para desarrollar este seminario, vamos a disponer de tres sesiones técnicas y una cuarta sesión política, donde intentaremos dar respuesta a algunas de las cuestiones antes planteadas. Así, en la primera mesa se abordará si técnicamente, a día de hoy, es posible prescindir de la energía nuclear en nuestro mix energético. En la segunda mesa, se hablará sobre la sostenibilidad de la energía nuclear, ya que es una energía muy denostada, pero es una energía que perfectamente podría llegar a ser sostenible. En la tercera mesa se hablará sobre la estrategia española en la gestión del combustible nuclear usado y también de cómo se hace en otros países de la Unión Europea, y terminaremos con un debate político sobre las consecuencias que podría tener el cierre de las centrales nucleares.

Muchas gracias.

**EL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL Y  
LA OPERACIÓN A LARGO PLAZO  
DE LAS CENTRALES**

---



# **EL MIX ENERGÉTICO EN ESPAÑA: CÓMO SE DETERMINA UN MIX QUE TENGA EN CUENTA LAS EXPECTATIVAS SOCIALES Y POLÍTICAS, LOS IMPERATIVOS TÉCNICOS Y LOS INTERESES DEL SECTOR**

EL MANDATO DE LA COMISIÓN DE EXPERTOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Victoriano Casajús Díaz

Presidente de LYSIS REAL Ingeniería y Consultoría Energética

## ***Introducción***

La cuestión que se plantea en el título de la conferencia no tiene una respuesta ni fácil ni clara, puesto que se lleva mucho tiempo buscando esa respuesta y no parece que se llegue a acuerdo alguno. Los intereses o las demandas de los actores difieren en gran manera porque se buscan soluciones que responden a los deseos de dichos actores o razones sociales, políticas o económicas, cuando la respuesta sólo se puede encontrar, si se desea mantener la calidad del sistema eléctrico, en la solución técnica a los problemas técnicos, de forma que las características de las nuevas fuentes de generación de energía no afecten al sistema actual, o se resuelvan problemas que en estos momentos no estamos contemplando al modificar el mix de generación a corto y medio plazo.

No obstante, lo que sí se puede hacer es analizar qué es lo que se le pide al sistema eléctrico y, en especial, a la generación eléctrica y, a partir de ahí, determinar los condicionantes que se deben demandar a las nuevas tecnologías de generación para mantener un servicio continuo y de calidad que no rebaje las actuales condiciones de operación y funcionamiento del sistema.

Por lo tanto, a continuación, se van a explicar cuáles son las características

y los condicionantes que, desde el punto de vista técnico, se requieren en todo sistema eléctrico:

- i) Un sistema eléctrico está sometido a leyes físicas que no se pueden modificar y que obligan a operarlo de una forma determinada. La modificación de las pautas de comportamiento supone añadir problemas a la operación del sistema.
- ii) La naturaleza de la electricidad es ondulatoria, se habla de campos electromagnéticos. Esto es lo que hace que no sea almacenable.
- iii) En tercer lugar, el sistema eléctrico está basado en la generación producida por alternadores, máquinas rotativas que generan ondas senoidales.
- iv) La frecuencia de esas ondas senoidales está definida en cada sistema desde su origen, esto es, se ha establecido para cada sistema una frecuencia a la que deben trabajar todas las máquinas. Existe una relación directa entre la velocidad de giro de las máquinas y la frecuencia de las ondas senoidales.
- v) La propia concepción de las máquinas de corriente alterna, tanto de consumidores como de generadores, hace que sea necesaria la producción de energía para su uso directo, la llamada energía activa, y energía para establecer los campos magnéticos alternativos en los que se basa su funcionamiento, la llamada energía reactiva. Ambas se producen en los alternadores.

Otros aspectos a tener en cuenta de la electricidad son los siguientes:

- i) **La energía eléctrica no es almacenable a escala industrial**, esto es en cantidades significativas, lo que hace necesario mantener un equilibrio preciso y permanente entre producción y consumo en tiempo real.
- ii) Es fácilmente transformable en otras energías
- iii) Es fácilmente divisible
- iv) Es transportable en grandes cantidades, dentro de unas limitaciones.
- v) Es fácilmente regulable.

Esta última cualidad es la que permite, de una manera sencilla, conseguir el equilibrio entre la producción y el consumo, y hacerlo cumpliendo una premisa básica de funcionamiento del sistema: que este funcionamiento sea estable, esto es, siendo capaz de permanecer en equilibrio en las diferentes condiciones de operación, tanto normales como ante situaciones de emergencia.

## **Regulación**

El equilibrio necesario entre producción y demanda se consigue haciendo trabajar a los elementos de producción, los equipos generadores, respondiendo a la demanda en todo momento, tanto cuando sube como cuando baja. Conseguir que los generadores sigan la variación de la demanda es fácil, pues la capacidad de regulación de un alternador es muy alta, y su velocidad de respuesta normalmente satisfactoria, sobre todo en grandes sistemas, donde teóricamente **la inercia** de las máquinas hace posible que las oscilaciones de demanda no originen grandes oscilaciones en los parámetros de control de la red, dando tiempo a los reguladores a actuar sin que se vea afectada la calidad del servicio.

De la magnitud de las fluctuaciones de la demanda, hacia más o hacia menos, depende que el sistema sea capaz de mantener su estabilidad (lo que en los sistemas eléctricos actuales significa que las máquinas generadoras “mantienen el sincronismo” entre ellas), o que por el contrario se produzca una pérdida generalizada de estabilidad, conduciendo al sistema al colapso. La señal básica de que el sistema está en equilibrio estable es que la frecuencia se mantenga constante, dentro de un rango muy limitado de variación admisible. Cuando se rompe el equilibrio generación-demanda, la frecuencia cambia: sube si hay un exceso de generación, baja si hay un exceso de demanda; en esta estrecha relación se basan los sistemas de control del desequilibrio, que por ello se conocen como “regulación frecuencia-potencia”.

La dimensión del desequilibrio entre la producción y el consumo conduce a actuaciones sobre diferentes elementos, con tiempos de respuesta diferentes. En unos casos serán respuestas individuales, en otros, respuestas colectivas y, en otros, respuestas a órdenes de actuación globales a los elementos del sistema.

Técnicamente existen dos tipos de regulación de potencia:

1. La respuesta mecánica de las máquinas rodantes, que almacenan energía cinética en razón de su propia inercia, y pueden aportarla en un momento dado, antes de la actuación de los sistemas de control
2. **La respuesta controlada de las máquinas rodantes**, dotadas de unos reguladores automáticos, que a su vez se puede clasificar en:
  - a. **La regulación primaria**, que es la respuesta individual de cada alternador para tratar, en primer lugar, de recuperar el equilibrio, cuando detecta variaciones de la potencia de referencia o cambios en la velocidad de la máquina accionante (la turbina), que actúa en un rango de unos pocos segundos, entre 5 y 30 segundos como máximo. Por las características de los reguladores, si las máquinas sólo estuvieran dotadas de este control primario, al recuperar el equilibrio generación-demanda el sistema quedaría



funcionando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse un segundo modo de control, que restablezca la condición inicial, que es la regulación secundaria

- b. La **regulación secundaria**, más lenta, actúa a partir de un tiempo de 100 segundos, y trata de recuperar el valor establecido de frecuencia y los intercambios deseados entre las distintas áreas del sistema, actuando tras un proceso de comprobación de parámetros de la red y comparación con los puntos de ajuste, en el que interviene la respuesta de otras áreas de regulación. Se trata, por lo tanto, de una regulación compartida.
- c. Esta segunda regulación, que responde normalmente a grandes variaciones de carga, requiere disponer de una reserva de potencia en las máquinas que están en funcionamiento. Cuando esa reserva se utiliza (y queda “perdida”) es necesario conseguir su recuperación, a plazo más largo, de forma que el sistema cuente siempre con la reserva suficiente para poder cubrir las posibles nuevas modificaciones que se produzcan en la demanda. Esta recuperación de la reserva (secundaria) es la **regulación terciaria**.

De forma resumida este es el sistema existente, basado en una formulación de leyes teóricas que permiten su funcionamiento de forma estable, y hasta que no se consiga formular otro sistema diferente o se encuentren alternativas que consigan las mismas funciones actuales con elementos diferentes, se tendrán que buscar las soluciones técnicas que permitan mantener el sistema en las condiciones actuales.

### ***Análisis de la generación***

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que nadie habla de una nueva formulación del sistema eléctrico, parece conveniente analizar en primer lugar las características de las fuentes de generación de energía eléctrica existentes. Si por motivos no técnicos han de modificarse estas fuentes, se deberá procurar que estas nuevas fuentes permitan que el sistema no modifique sus parámetros básicos de operación, ya que el mejor mix de generación es aquel que permita en todo momento cumplir con las condiciones establecidas hasta ahora por el sistema existente.

### ***Cómo se da el servicio.***

A continuación, se analizará qué tipo de centrales son la más adecuadas para dar el servicio que se desea a un coste asequible y con una seguridad alta para el usuario:

- Por necesidades de inercia y de regulación primaria, se ha observado que la generación hidráulica, la de carbón y la nuclear deben estar

presentes en la proporción adecuada en cada instante de la producción de energía. Puede decirse que las máquinas accionadas por vapor y las hidráulicas son las más adecuadas para conseguir la estabilidad del sistema eléctrico

- Para cubrir la demanda total se pueden utilizar, además, otros tipos de tecnologías, como los ciclos combinados, con el fin de diversificar la generación, aportar energía base con capacidad de regulación secundaria y rapidez de respuesta en momentos de altas pendientes de demanda.
- La potencia neta disponible se obtiene corrigiendo la potencia instalada con una serie de factores de indisponibilidad por mantenimiento, fallos de equipos y de recurso primario (por ejemplo, la hidráulica instalada y no utilizable simultáneamente).
- En cuanto a las energías renovables, la parte no gestionable (predecible pero no programable) no puede ser tenida en cuenta para la cobertura de la demanda, al no ser controlable y no poder disponerse de ella en toda ocasión, excepto en una proporción mínima (<10% del total instalado)
- El “mix” de generación, conjunto de todas las centrales debe proporcionar la demanda requerida más las reservas necesarias, con un cierto margen de seguridad (10%)

Así, el mix de generación, desde un punto de vista técnico, puede estar constituido por centrales de uno o varios de los tipos indicados anteriormente: hidráulica, combustible fósil (carbón, petróleo o gas, quemados en calderas asociadas a turbinas de vapor) o nuclear, en las proporciones que sean posibles, estando limitada su proporción por la accesibilidad de energía primaria, agua o combustible en el conjunto de centrales. Así que, desde el punto de vista técnico, se podría tener un sistema que funcionara únicamente con centrales hidráulicas, si los recursos hidráulicos del país fueran los suficientes para generar el total de la energía necesaria en el mismo con las limitaciones indicadas anteriormente. Lo mismo podría decirse de los combustibles fósiles y de la nuclear, aunque esta última presenta problemas en cuanto funcionamiento a bajas y medias cargas que no permitirían una nuclearización total de un sistema, teniendo que introducir centrales hidráulicas o de combustibles fósiles con el fin de ayudar a la regulación del sistema.

El caso de las centrales de ciclo combinado requiere una anotación aparte. Las centrales de ciclo combinado operan de forma mixta, una turbina de gas, máquina de combustión interna, proporciona la energía necesaria para mover un eje al que se puede acoplar un alternador eléctrico y además como subproducto produce calor que le permite producir vapor en un intercambiador de calor, con o sin poscombustión, para mover una turbina de

vapor, que se acopla al mismo eje, máquina monoeje, o que acoplado a otro eje y puede mover otro alternador independiente, instalación de doble eje.

Sus grandes ventajas son: i) el alto rendimiento del conjunto, alrededor del 56%, ii) su facilidad de arranque, ya que puede arrancar desde frío en un tiempo que oscila entre 6 y 8 horas, y iii) su capacidad de regulación en periodos cortos de tiempo, siendo una central muy válida para regulación terciaria. Además, desde el punto de vista de contaminación, al carecer de partículas sólidas es menos contaminante que las centrales de carbón o petróleo.

Sin embargo, cuenta con el inconveniente de su dificultad de aportar energía primaria al sistema ya que el funcionamiento dominante es el de la turbina de gas, que, en casos de disminución de frecuencia en el sistema, pierde la capacidad de aumentar el aporte energético al mismo, al perder la compresión de entrada a la turbina de gas, lo que le impide aumentar la potencia inicialmente cuando se le demanda. Esto puede corregirse, pero en general encarece y complica la operación de estas máquinas por lo que, existiendo otros tipos de generación en el mix, no suele llevarse a cabo.

Las llamadas centrales “alternativas”, biomasa, biocombustibles, eólica y solar, presentan en su estado actual de desarrollo unas características especiales que se intentarán explicar a continuación.

Las centrales de combustibles “ecológicos”, como biomasa, de biocombustibles, geotérmicas, etc., actúan como centrales de vapor convencionales, ya que producen vapor para actuar sobre turbinas de vapor, que mueven los generadores.

Respecto al grupo de las centrales solares y eólicas, en primer lugar, las centrales termosolares se comportan, desde el punto de vista eléctrico, como centrales convencionales con ciclo de vapor clásico. Su característica principal es que una parte o el total del calor es aportado por elementos solares de concentración, que pueden calentar sales para acumulación de calor para después transmitir este calor a un intercambiador que genera el vapor para mover la turbina de vapor, o bien, actuar directamente sobre los intercambiadores de calor para producir el vapor necesario a una turbina de vapor.

Los generadores eólicos aprovechan el viento para conseguir la energía necesaria para mover el generador eléctrico acoplado. Presentan técnicamente un problema de estabilidad y regulación frente al sistema, aún además de su dependencia del viento para funcionar. Al ser incontrolable el origen de la energía (el viento), el generador eólico no se construye con un generador síncrono, con lo que no se acopla al sistema como el resto de generadores.

Para cumplir con las condiciones de los generadores convencionales (esencial para mantener la estabilidad del sistema), la solución a la que se ha llegado a una solución en la mayoría de las máquinas eólicas es la de generar en corriente alterna con máquinas asíncronas y, por medio de convertidores estáticos de ca/cc y cc/ca, se obtiene una corriente alterna de frecuencia prácticamente constante, con un margen de variación pequeño, pero

que permite mantener el sincronismo en el sistema. También permite regular, dependiendo de las condiciones de la máquina, la tensión, aportando o absorbiendo la energía reactiva necesaria para el funcionamiento del sistema completo, ayudando al mantenimiento de la tensión.

El problema técnico de las centrales con convertidor es que, en definitiva, son centrales que funcionan a partir de elementos estáticos, y no tienen posibilidad de aportar la inercia al sistema en caso de defecto. Por motivos técnicos y económicos, tampoco son capaces de aportar intensidades de cortocircuito elevadas al sistema, lo que disminuye su estabilidad.

Desde el punto de vista de la operación, el problema de las centrales eólicas es que su dependencia de una fuente primaria variable, que no es permanente, sólo le permite funcionar cuando hay viento, lo que lleva a que es necesario suplir con otros tipos de energía los momentos en que la máquina no funciona. Esto significa que se han de tener fuentes de energía y centrales convencionales paradas para cubrir las demandas cuando no haya viento y haya alta demanda. Además, son centrales de baja fiabilidad a la hora de regular potencia, puesto que la fuente primaria no es controlable. El tiempo medio de operación de las plantas eólicas en la península es de 2.300 horas al año.

El caso de las centrales solares fotovoltaicas es similar al de las eólicas. Actúan por la absorción de la energía solar sobre elementos que convierten esta energía en electricidad, produciendo corriente continua que se convierte en alterna a través de convertidores de cc/ca. En España, el tiempo medio anual de aportación de energía solar fotovoltaica al sistema es de 1.800 horas al año. El problema, por lo tanto, es el mismo que aparece en las plantas eólicas: falta de posibilidades de regulación, en altos valores, de frecuencia y tensión, y falta absoluta de inercia a aportar al sistema.

### ***Mix de generación***

La conclusión principal de lo anteriormente expuesto es que, de toda la generación conectada en un momento dado para suministrar la demanda, sólo una parte de ella, la inercial, es capaz de aportar una reserva de energía en los primeros instantes posteriores a un desequilibrio generación-demanda. De estos grupos, la efectividad de la regulación primaria es mayor en turbinas de vapor e hidráulicas, mientras que los ciclos combinados presentan una respuesta inicial inadecuada. Por último, sólo unos grupos actúan como reserva secundaria para recuperar el valor perdido de la frecuencia.

Entre estos grupos no están las llamadas energías alternativas actuales, ya que no tiene posibilidad de subir o bajar carga a demanda del operador. Esto es, la reserva de generación disponible para control de frecuencia queda limitada a una fracción de la generación en funcionamiento. O lo que es lo mismo, la proporción de generación con capacidad de regular debe ser

suficiente para volver al sistema a un estado estable, cualquier mix de generación concebible no es necesariamente viable.

Cuando esto no sucede, el operador se encuentra en una situación límite, ya que puede salvar inicialmente la operación del sistema, pero se queda sin reserva primaria o secundaria para volver a la operación estable, por lo que la única solución que le queda es deslastrar el sistema, esto es suprimir demanda, cortar el suministro a los consumidores en la proporción adecuada para que el sistema siga funcionando de forma estable y segura, sin que el sistema entre en colapso. En definitiva, una solución que se considera de emergencia se convierte en una forma de regulación del sistema que afecta de forma parcial a los usuarios.

### ***Limitaciones al sistema***

A continuación, se explicarán las limitaciones a la operación del sistema, por ejemplo, las marcadas por los organismos internacionales, por las políticas energéticas de los diferentes países o por las demandas sociales de los utilizadores de los sistemas eléctricos.

### ***Sostenibilidad***

Cuando hoy en día se habla de sostenibilidad, se habla de condiciones ambientales y/o conservación del medio ambiente, no de sostenibilidad del sistema eléctrico como tal, es decir, qué tenemos que hacer con el sistema eléctrico para que no reduzca sus prestaciones.

Por tanto, el concepto de sostenibilidad referido a la energía eléctrica se basa en el concepto de sustitución de fuentes convencionales por fuentes de energía alternativas, básicamente las denominadas no emisoras de CO<sub>2</sub> o no emisoras de gases de efecto invernadero, en el aumento de la eficiencia energética y en el ahorro en el consumo, ligado todo ello a la electrificación masiva de la sociedad.

Aquí la denominación de energías alternativas también ha sufrido un cambio en el tiempo, cuando se han ido cerrando caminos a otros nombres más acordes con las demandas iniciales. Primero fueron ecológicas, luego no emisoras de CO<sub>2</sub>, luego renovables, ahora alternativas. No obstante, no pueden considerarse alternativas, pues no pueden sustituir a las existentes ni en tiempo de actuación ni en prestaciones, pero es un “título” que las hace más cercanas a no demostrar su falta de equivalencia con las fuentes convencionales. En el mismo sentido, en vez de denominarlas “plantas” o “centrales” de generación como al resto, reciben nombres con vagas referencias al medio ambiente, como “parque eólico”, “huerto solar”, etc.

Desde el punto de vista de reducción de gases de efecto invernadero, hace que en el “compromiso” de 20-20-20 de la Comunidad Europea, los generadores de electricidad, al tener concentradas sus emisiones y ser fácilmente controlables, asuman parte de las emisiones de terceros y deban

eliminar hasta un 36% de sus emisiones, lo que penaliza de forma grande a dichas centrales.

En realidad, las únicas centrales que emiten gases de efecto invernadero son las centrales de carbón, las centrales de gas-oil y las centrales de gas, aunque estas en menor medida, por lo que si entran a sustituir a centrales más contaminantes suponen una ventaja para la producción de energía con una considerable reducción de emisiones. En España no existen prácticamente centrales que consuman productos derivados del petróleo excepto los grupos diésel de los sistemas aislados, y suponen un porcentaje despreciable tanto por su aporte energético como por el aporte de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, la sostenibilidad es un concepto que no encaja bien con el aumento del consumo energético, sea esa electricidad o cualquier otro, pues es muy difícil conseguir aumentar el consumo energético sin producir efectos “no deseados” en el medio ambiente.

#### *Descarbonización*

Parece que hay un consenso universal en eliminar el carbón como fuente de energía en un plazo inferior a 25 años. Poniendo como horizonte el año 2050, supone eliminar el 42% de la generación de energía eléctrica que se produce en estos momentos en el mundo y más del 52% de la energía total consumida.

El problema es grave, ya que se tendrá que sustituir este tipo de energía por otra u otras que sean capaces de reemplazar la energía que desaparecería al cerrar todas las centrales térmicas de carbón en el mundo, algunas programadas o en construcción en estos momentos, con una vida a inferior a los 25 años.

En el caso de España, se deberían cerrar las centrales de carbón, 10.000 MW, y sustituir las por otras energías alternativas. La energía producida en 2016 por dichas centrales fue de 37.491 GWh, lo que supone que las centrales de carbón en España han funcionado durante 3.741 horas equivalentes el año 2016.

Alemania, en su plan energético del año 2016, ha previsto la construcción de 7.000 MW en centrales de lignito, para compensar la parada de las centrales nucleares después de la destrucción de las centrales de Fukushima y la medida política de cierre de las centrales nucleares en servicio en Alemania.

#### *Desnuclearización*

Otro de los elementos que se dice que contribuye a la sostenibilidad del medio ambiente, no de la energía eléctrica, es la imposición del cierre de las centrales nucleares existente y la no instalación de nuevas plantas de generación nuclear. Aquí el problema no son los gases de efecto invernadero, sino los llamados residuos nucleares, aunque se debería hablar de combustible utilizado o gastado y su almacenamiento.

La energía nuclear no constituye un problema medioambiental, no existen gases de efecto invernadero, por lo que la desnuclearización es sólo consecuencia de una propaganda y una falta de aceptación de los riesgos de futuro, reales o ficticios, por el almacenamiento del combustible utilizado. Además, deberían analizarse y desarrollarse métodos de reciclado para nuevo uso en plantas de nueva generación, con lo que tendríamos combustibles a futuro con mayor aprovechamiento y mayor vida útil.

En España, el cierre de las centrales nucleares supondría la eliminación de 7.300 MW de potencia instalada y una producción de energía del 25% de la energía consumida. Las centrales nucleares funcionan unas 8.000 horas al año.

#### *Expectativas sociales y políticas*

¿Realmente existe una preocupación primaria en los ciudadanos sobre el cambio climático o es una preocupación inducida? ¿Alguien les ha explicado los problemas que pueden tener con un cambio del sistema energético actual y del eléctrico en particular si se cambia el modelo existente sin la debida preocupación por las consecuencias sociales a medio y largo plazo? Teniendo en cuenta los problemas que pueden surgir en el sistema eléctrico cuando se apliquen los posibles cambios que anuncian en su funcionamiento y operación, no parece que esto esté en la consciencia de los ciudadanos.

Se ha creado un estado de opinión que se basa en el desconocimiento de las consecuencias de lo que se dice y en la búsqueda de soluciones que no encajan con los modelos actuales, y no se buscan soluciones alternativas completas (y complejas). Se aprovecha lo existente para cambiar sin tener en cuenta las posibles consecuencias negativas de lo que se cambia.

Es la primera vez en la historia de la electricidad y de los sistemas eléctricos de potencia que se intenta eliminar la generación existente antes de encontrar una alternativa válida. Se prueban cosas nuevas y se instalan masivamente sin tener en cuenta las necesidades reales del sistema que se modifica y sin tener en cuenta las posibles consecuencias de la sustitución, pero nadie busca soluciones reales a los problemas que se pueden presentar ni se dan soluciones que puedan considerarse definitivas.

En todos los foros, cuando se habla de la “transición energética”, se habla de economía, de mercados, de precios, pero nadie habla de la técnica necesaria para realizar ese cambio. Es como si la producción de electricidad y su utilización masiva fuera un problema económico y no un problema técnico mucho más complejo de lo que parece y que puede traer unos costes si no está bien resuelto, que haga pequeños todos los costes que se plantean para cambiar el modelo.

#### *Digitalización*

La inclusión del concepto de digitalización en el sistema eléctrico es

altamente discutible, pese a ser uno de los “mantras” para el cambio energético y la transición, pues supone un concepto diferente al actual.

Hasta la fecha, el concepto de suministro eléctrico y fiabilidad del mismo estaba basado en que la generación debía seguir a la demanda. No obstante, con la digitalización parece que se pretende que la demanda siga a la generación disponible, esto es, cuando tenga problemas en la generación, el generador puede limitar el consumo de los usuarios de la electricidad a su conveniencia.

¿Es realmente una solución práctica al problema? ¿Volvemos a las restricciones eléctricas? ¿Estamos dispuestos a reducir nuestros estándares de comodidad? ¿Debemos recordar que significa la pérdida de suministro eléctrico en una ciudad por un periodo de 24 horas?, pérdida de luz, agua, comunicaciones, caos de tráfico, etc.

#### *Interconexiones internacionales*

Red Eléctrica de España define las interconexiones internacionales como “el conjunto de infraestructuras eléctricas que permiten el intercambio de energía entre países vecinos y generan una serie de ventajas en los países conectados”.

#### **Beneficios de las interconexiones:**

- Contribuyen a la seguridad del suministro, facilitando funciones de apoyo entre sistemas vecinos. Las interconexiones son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro. (Básicamente si estas se realizan en corriente alterna)
- Aportan mayor estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados.
- Proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables.
- Facilitan los intercambios comerciales de energía, aumentando la competencia al aprovechar las diferencias de precios de la energía en los sistemas eléctricos interconectados. Las interconexiones juegan un papel fundamental en el llamado Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar el conjunto de los mercados existentes a día de hoy en la Unión Europea en un solo mercado.

En el caso del sistema eléctrico europeo son estas interconexiones las que le convierten no solo en el mayor, sino en el sistema más robusto y seguro del mundo. La importancia de las interconexiones eléctricas es aún mayor para países periféricos, como España, para los que este tipo de infraestructuras se convierte en pieza esencial para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que garantice sus necesidades de suministro, en términos de cantidad y calidad, presentes y futuras.



Por lo tanto, se puede decir que las interconexiones internacionales son fundamentales para el funcionamiento del sistema eléctrico en las condiciones de seguridad de suministro y estabilidad del sistema. Como complemento se puede añadir que son imprescindibles para cubrir las necesidades del mercado de electricidad en Europa.

Hasta ahora, estas interconexiones se realizaban en corriente alterna, pero en la actualidad se han realizado y se prevén realizar más interconexiones en corriente continua, lo que mejora indudablemente la capacidad de interconexión y ofrece mejoras para el mercado y pueden dar ventajas en algunos aspectos de la operación, al permitir cubrir el suministro hasta el límite de las interconexiones. Desde el punto de vista eléctrico, un sistema en corriente continua ofrece ventajas sobre sistemas de corriente alterna, sobre todo en el transporte. El problema es que el sistema existente no es de corriente continua, sino de corriente alterna síncrono al que se le introducen elementos “extraños” a su funcionamiento normal.

No se discute si las interconexiones de corriente continua son mejores o peores desde el punto de vista del mercado y de los intercambios internacionales. Además, cada vez serán mejores sus prestaciones. Lo que sí se pone en duda es si mejoran la estabilidad del sistema al no aportar ni inercia al sistema ni cortocircuito al mismo. Da la impresión de que se piensan realizar interconexiones con el único fin de aumentar un mercado y de cubrir las necesidades de la demanda y no de dar estabilidad al sistema.

Los intercambios internacionales suponen una gran ventaja cuando se realizan en corriente alterna, en los sistemas actuales, pero no suponen una ventaja técnica en la operación del sistema si se realizan en corriente continua. Al contrario, crean más problemas en el caso de un transitorio por pérdida de la generación

Por otro lado, el coste de ese tipo de instalaciones es muy superior a las interconexiones en corriente alterna, por lo que habría que estudiar su viabilidad técnica y económica, sin poner por delante la venta política del “producto” interconexión.

### *Almacenamiento*

Actualmente, no existen sistemas eficaces de almacenamiento de electricidad, que sólo se puede almacenar en energía mecánica, en almacenamiento de agua en centrales reversibles o de bombeo, y en almacenamiento químico, es decir, baterías. Las centrales reversibles son una gran ventaja. Sin embargo, la solución de baterías no está suficientemente desarrollada como para que cubra los problemas de demanda o de estabilidad en un sistema grande como para ser eficaces.

Los sistemas de almacenamiento de energía por medio de otros elementos como volantes de inercia, superconductores, etc., no están en grado de

desarrollo suficiente como para ser utilizados como elementos suministradores de inercia al sistema.

### *Coste*

La creencia popular es que un sistema eléctrico con fuentes renovable ha de ser forzosamente más barato que un sistema con centrales convencionales, puesto que la energía primaria (el agua, viento y el sol), se supone que tienen coste cero. Sin embargo, cuando se tiene en cuenta que no es posible eliminar las fuentes térmicas convencionales por las cuestiones de funcionamiento técnico explicadas anteriormente, el sistema se hace necesariamente más caro.

Esto es debido, en primer lugar, a que la generación instalada aumenta respecto al sistema inicial sin renovables, y, en segundo lugar, a que la reducción de horas de funcionamiento de las centrales convencionales hacen que necesariamente su operación sea más cara. Una central parada muchas horas del año, pero que tiene que estar ineludiblemente presente, por ejemplo, en una semana de anticiclón, tiene un coste de operación altísimo. Es necesario explicar a la población que es inevitable que un sistema con más renovables puede ser más caro que el sistema sin renovables, que cubriría las mismas necesidades de demanda eléctrica.

### *Conclusiones*

- Por necesidades de inercia y de regulación primaria, se ha observado que la generación hidráulica, la de carbón y la nuclear deben estar presentes en la proporción adecuada en cada instante de la producción de energía.
- **Para cubrir la demanda total se utilizarán, además, otros tipos de tecnologías**, como los ciclos combinados, con el fin de diversificar la generación y, por ende, la dependencia de las fuentes primarias, aportar energía base con capacidad de regulación secundaria para seguimiento de la demanda y rapidez de respuesta en momentos de altas pendientes de demanda y limitar la emisión de ciertos contaminantes.
- La potencia neta disponible se obtiene corrigiendo la potencia instalada con una serie de factores de indisponibilidad por mantenimiento, fallos de equipos y de recurso primario (por ejemplo, la hidráulica instalada y no utilizable simultáneamente). En cuanto a las energías renovables, la parte no gestionable no puede ser tenida en cuenta para la cobertura de la demanda, al no ser controlable y no poder disponerse de ella en toda ocasión, excepto en una proporción mínima (<10% del total instalado).
- El “mix” de generación, conjunto de todas las centrales debe proporcionar la demanda requerida más las reservas necesarias, con un cierto margen de seguridad (10%)

El “mix” de generación que se elija, dentro de estas bandas, debería atender a los siguientes criterios:

- o Respetar los requerimientos de fiabilidad del sistema**
- o Utilizar todos los tipos de combustibles**
- o Obtener un nivel de emisiones reducido**
- o Integrar la mayor cantidad de renovables posible en el sistema**

Respecto a este último punto, como síntesis, se puede decir que la mayor o menor integración de las energías renovables en el sistema depende de su capacidad para asimilarse al comportamiento de un generador síncrono gestionable. En la medida en la que no lo sean, existirá un límite técnico a la potencia que puede estar en cada momento en servicio. Las diferencias principales se describen con mayor detalle en el texto:

- o Aleatoriedad del recurso primario en centrales eólicas y fotovoltaicas
- o Son fuentes de energía activa que, en general, no aportan otros servicios complementarios del sistema, lo que quiere decir que otras centrales deben estar en servicio para proveerlos (inercia, regulación frecuencia-potencia, control de tensión, etc.)
  - En algunos casos, por sus características intrínsecas y su forma de explotación, por ejemplo, en eólica y fotovoltaica, la falta de aportación de inercia y regulación
  - En otros casos, por su atomización, que impide la gestión de los recursos de forma centralizada, aunque la normativa ya contempla la integración en un despacho de las plantas superiores a una cierta dimensión.

En conclusión, en el caso español podría decirse, aunque sería necesario realizar un estudio en profundidad del sistema, que es necesario entre un 55% y un 60% de generación hidráulica, térmica convencional y nuclear en servicio en condiciones de demanda alta y media, debiendo ser superior este porcentaje en demandas menores, con el fin de mantener la respuesta adecuada ante incidentes o perturbaciones del sistema.

El cierre de las centrales convencionales debe ser estudiado con mucho cuidado para evitar llegar a situaciones que pueden ser desastrosas para la sociedad y “el estado de bienestar” que se quiere mantener. Hay que cubrir el cierre de estas instalaciones con fuentes de energía que sean capaces de mantener el estado actual del sistema eléctrico y/o en su caso estudiar otras formas de explotación y operación del sistema que permita un servicio continuo, seguro y adecuado a las demandas de los usuarios.

Posiblemente se llegue a la obtención de energía eléctrica con fuentes que eliminen o reduzcan las emisiones de gas de efecto invernadero a valores que eviten efectos perjudiciales para el medio ambiente, pero también es

cierto que el tiempo en que estas fuentes lleguen a ser utilizadas va a depender en gran manera de los desarrollos que se puedan realizar en un futuro no muy próximo.

Finalmente, en relación al coste, las reservas de producción de energía aumentan no solamente para la operación diaria, sino por obligación de contemplar los días de suministro cero de energía fluctuante, ejemplo los días de anticiclón en España por tarde-noche, cuando la demanda se encuentra en un máximo. Un sistema que duplica su capacidad de generación en reservas es un sistema de alto coste. En España, si la energía eléctrica es cara, lo es, entre otras razones, porque se ha establecido un mix energético muy costoso de mantener.



# **LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: SUS CONSECUENCIAS PARA LA OPERACIÓN A LARGO PLAZO DE LAS CENTRALES NUCLEARES**

Juan María Moreno Mellado

Director General Nuclear Iberia, ENDESA

## ***Introducción***

El título original de la presentación era “la operación a largo plazo de las centrales nucleares: sus consecuencias para la transición energética”. Sin embargo, su modificación se debe a que el bien superior es la transición energética. No se está defendiendo la operación a largo plazo de las centrales nucleares porque sí, sino porque sirven a un determinado fin. Y ese fin es el cumplimiento de los objetivos ambientales que ha dado la Unión Europea y, por tanto, España, y que se tienen que plasmar en un diseño, en una determinada hoja de ruta de transición.

## ***Punto de partida***

En primer lugar, se debe analizar la situación de partida en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero. En la Tabla 1 se muestra una matriz de las emisiones en España, vista tanto por vector energético como por sector económico. Es decir, en las filas se muestran las emisiones que suponen el petróleo, el gas, el carbón, la electricidad, etc. y, en las columnas, los sectores económicos: el transporte por carretera, otro tipo de transportes, la industria, el residencial o doméstico, la refinería y la generación eléctrica, que es donde el sector eléctrico produce esos gases de efecto invernadero.

	Sector de consumo final							Otras fuentes de emisiones relacionadas		Otras fuentes de emisiones			Total
	Transporte por carretera	Otro transporte	Industrias	Residencial	Comercial	Refinería	Gen. eléctrica	Total energ.	Pérdidas	No energético	Total no energ.		
<b>Petróleo</b>	26.837 89,4	5.930 19,8	5.658 18,9	2.242 7,5	1.183 3,9	-	8,6	41.852 152	-	-	-	41.852 152	
<b>Gas Natural</b>	48 0,1	6 0,0	8.835 21,2	3.012 7,2	1.498 3,8	-	3,4	13.400 58	-	-	-	13.400 58	
<b>Carbón</b>	-	-	1.198 5,2	92 0,4	-	-	-	1.291 3,9	-	-	-	1.291 3,9	
<b>Electricidad</b>	10 0,0	189 0,5	7.250 18,1	6.425 16,1	6.128 15,4	-	-	20.002 79,0	-	-	-	20.002 79,0	
<b>Otros RES</b>	-	-	-	205 0,5	-	-	-	3.950 15,6	-	-	-	3.950 15,6	
<b>Total</b>	26.896 89,6	6.126 19,8	24.057 60,2	14.507 36,8	8.909 22,5	-	12,0	80.495 264	-	80,0	80,0	80.495 350	

Energía consumida final, Mtep → Emissiones, M CO<sub>2</sub>e

FUENTE: Elaboración propia, EUROSTAT

Tabla 1: Emisiones GEI por sectores y fuentes energéticas

El sector eléctrico supone únicamente el 21% de las emisiones de gases de efecto invernadero en España y ha hecho un enorme esfuerzo por reducir estas emisiones en los últimos años. Esa reducción ha sido del 34% en el período que va desde 2005 al 2015, básicamente, por la gran introducción de energías renovables que se ha experimentado en los últimos años, pero también por la mejora de eficiencia en las centrales térmicas. Mientras que el resto de sectores económicos, los denominados sectores difusos, suponen el 58% de las emisiones totales y únicamente han reducido sus emisiones, en el mismo período, un 16%. Es decir, hasta ahora, se puede afirmar, sin ningún tipo de duda, que ha sido el sector eléctrico, casi exclusivamente, quien ha soportado las mejoras de emisiones en los últimos años en España.

**Objetivos para la transición en los horizontes 2020 – 2030 – 2050**

En el caso la UE, se han establecido unos objetivos en los horizontes 2020, 2030 y 2050 para dar respuesta a las decisiones de la COP21 de París, que fijaba un límite del incremento de la temperatura global del planeta de 2°C, y, además, inducía a que se hicieran todos los esfuerzos posibles para que, en vez de ser 2°, fuera 1,5°C. Estos objetivos se refieren a tres bloques, fundamentalmente: i) emisiones de gases de efecto invernadero, ii) penetración de las energías renovables en el conjunto de la energía final, no únicamente en el sector eléctrico, sino en el conjunto de usos de la energía, y, iii) la eficiencia energética.

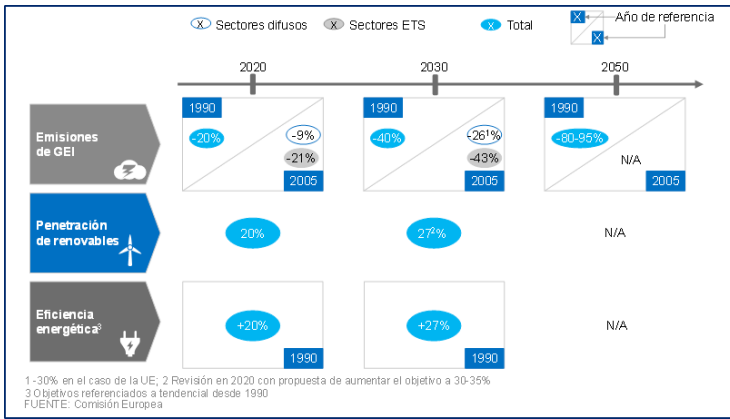


Figura 1: Objetivos establecidos para la transición

La Figura 1 muestra los objetivos establecidos para la transición en los horizontes temporales 2020, 2030 y 2050. Como se puede observar, respecto al objetivo de emisiones de gases de efecto invernadero, en el horizonte 2030, estas emisiones tendrían que reducirse en el orden de un 40% con respecto del año 1990, y para el año 2050, las reducciones deberían ser de entre el 80 y el 95%, es decir, la práctica desaparición de las emisiones para ese horizonte temporal. Asimismo, en el horizonte 2030, la penetración de renovables para el conjunto del uso final de la energía tendría que ser del orden del 27% y las mejoras de la eficiencia energética del orden del 27%.

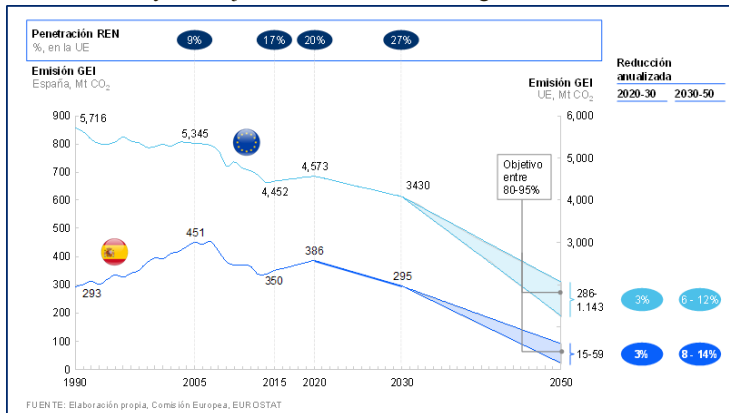


Figura 2: Senda de reducción de emisiones para cumplir los objetivos establecidos para la transición



En el gráfico de la Figura 2 se muestra la senda que debería seguirse para cumplir los objetivos establecidos de reducción de emisiones para la transición: en la línea superior para el conjunto de la Unión Europea y en la inferior para España. De esta manera, se puede concluir que es imposible reducir las emisiones a estos niveles sin transformar de forma radical todos los sectores de la economía, incluidos los sectores difusos, y no exclusivamente el sector eléctrico. Y la electrificación tiene un doble impacto positivo. En primer lugar, aumenta significativamente la eficiencia en el uso final de la energía, con rendimientos del 90% o, incluso, algo más, y, además, consigue la descarbonización del sistema energético, porque permite la penetración de las renovables.

La electricidad es el único sector en el que las renovables tienen presencia. No hay presencia de renovables ni en el gas, ni en el petróleo, ni en ninguna otra energía final. Por lo tanto, la electrificación de la economía es obligada, y tendrá claros beneficios en la búsqueda del cumplimiento de los objetivos establecidos para la transición, que es el bien superior.

No obstante, en el escenario actual, España se rige por el Plan Nacional de Ahorro y Eficiencia Energética, que tenía como horizonte el año 2020, y que, fundamentalmente, lo que hace es impulsar la eficiencia energética, pero manteniendo la misma estructura de consumo, donde el petróleo sigue teniendo un peso muy significativo, del orden del 50% del consumo final de la energía. Las proyecciones al horizonte 2030 o 2050 si se continúa por esta senda, sin transformar radicalmente el sistema energético, se pueden observar en la Figura 3.

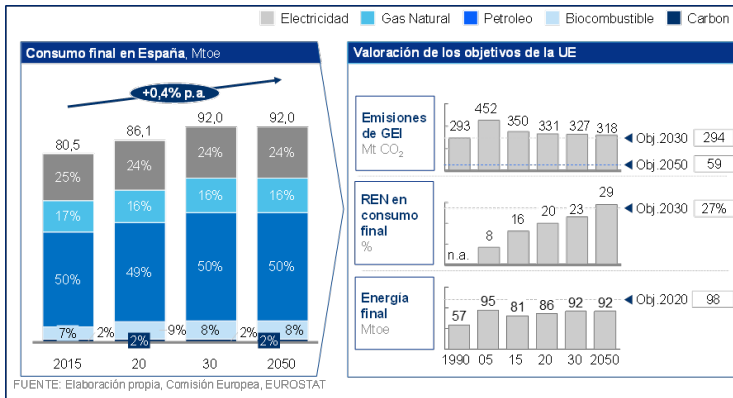


Figura 3: Proyecciones al horizonte 2030 - 2050 siguiendo la senda actual

Como se puede observar, las proyecciones están muy lejos de alcanzar los objetivos. Mientras que, según los objetivos establecidos, las emisiones de gases de efecto invernadero tendrían que reducirse hasta el orden de 60

millones de toneladas/año en el año 2050, si se continúa por esta senda, esta cifra sería del orden de los 300 millones, que es un valor similar o, incluso, superior al del año 1990. Además, en el año 2030 las renovables alcanzarían una penetración alrededor del 22-23%, no llegando al 27% establecido, y el consumo total de energía prácticamente no cambiaría, porque el rendimiento de los procesos energéticos no se mejoraría.

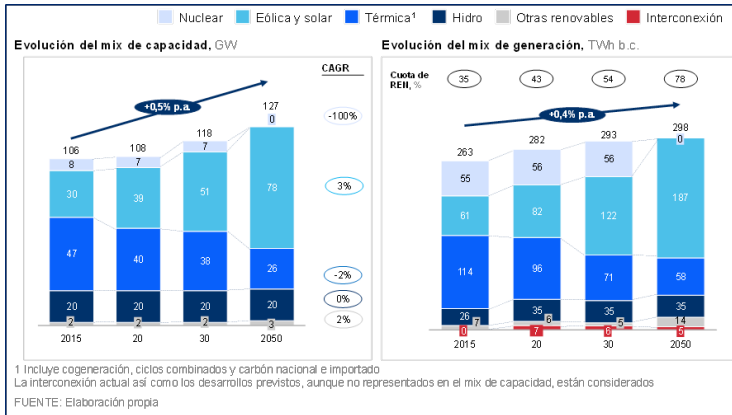


Figura 4: Evolución del mix energético en España

En la Figura 4 se puede observar que, en este escenario, en el sector eléctrico se podría lograr, con mucho esfuerzo, una penetración del orden del 75-78% de las energías renovables en el mix eléctrico, pero, dado que la electricidad tendría un peso todavía relativamente pequeño en el mix de consumo final de energía en España (del orden del 24%), no se alcanzarían los objetivos. Por lo tanto, se puede concluir que la senda actual no es válida, y ha de cambiarse la forma de actuar.

### Modelo de transición propuesto por Endesa

Endesa ha diseñado un modelo y lo ha plasmado en un documento que ha hecho llegar al grupo de expertos en el período en que se ha abierto para alegaciones, un período de opinión a los actores. La convicción de Endesa es que un escenario de cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión Europea y, por tanto, por España, para 2030 y 2050 pasa por una fuerte electrificación del consumo energético y, simultáneamente, por una fuerte introducción de renovables en el mix eléctrico, de tal manera que el mix de generación eléctrica que da respuesta a esa fuerte electrificación de la economía es un mix libre de emisiones. Y esto permitiría reducir prácticamente al 100% las emisiones en el año 2050.

No obstante, para que esto sea real, hay que tomar medidas y establecer un plan de acción concreto y factible. Como parte de este plan de acción, en primer lugar, es absolutamente imprescindible acometer la electrificación del transporte. El transporte, hoy en día, supone el 33% de la energía final y es el responsable del 26% de las emisiones en el año 2015, por lo que su electrificación, por la vía de las mejoras de eficiencia, permitiría reducir su consumo de energía en, aproximadamente, un 69% y sus emisiones en un 94% en el año 2050.

En segundo lugar, hay que aumentar la electrificación y la mejora de la eficiencia energética en el sector residencial. Hoy en día, este sector es el responsable del 18% del consumo de la energía final y el 4% de las emisiones, y una intensa electrificación en nuestros hogares permitiría reducir estas cifras en un 28% para el consumo de energía y casi en un 100% para las emisiones.

Finalmente, en tercer lugar, también es importante hacer un gran esfuerzo de electrificación en el sector industrial. La industria, actualmente, es la responsable del 30% del consumo final y del 13% de las emisiones y su electrificación permitiría reducir las emisiones prácticamente en un 83%.

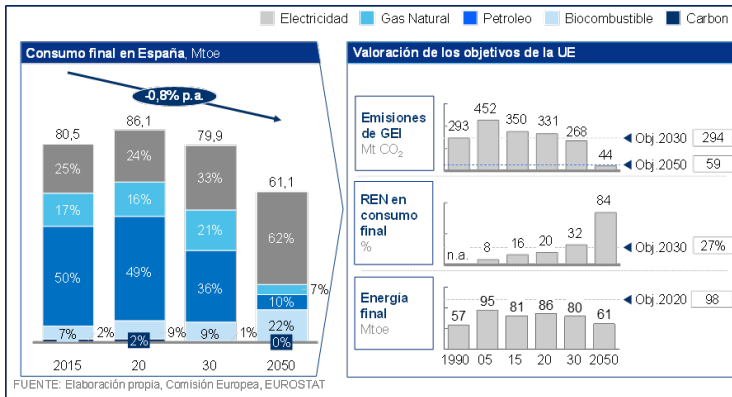


Figura 5: Propuesta de Endesa

Como se puede observar en la Figura 5, con este conjunto de acciones, se podrían alcanzar los objetivos marcados. Se podrían alcanzar, para el año 2030, el orden de unos 300 millones de toneladas de emisiones, y, para el horizonte 2050, del orden de 45-50 millones, ambas cifras muy en línea con los objetivos establecidos. Asimismo, la introducción de renovables y las mejoras de eficiencia serían mucho mayores de las establecidas en los objetivos.

No obstante, hay que tomar acciones inmediatas para que sea posible llegar a estos resultados y la aplicación de este modelo en el sector eléctrico es muy complicada, ya que éste se tiene que enfrentar a diversos obstáculos

para poder cumplir los objetivos planteados en el modelo.

En primer lugar, este escenario acarrea un aumento muy significativo de la demanda eléctrica, del orden de casi el 2% anual acumulativo para alcanzar del orden de 500TWh en el año 2050, de tal forma que la electricidad tuviera un peso algo mayor del 60% en el conjunto de la energía final, cuando hoy es del orden del 25%.

En segundo lugar, se requiere la integración de una cantidad muy significativa de renovables en el mix, cercana al 90%, que necesitará un gran soporte de energía firme de respaldo y de regulación, que se estima del orden de unos 42 GW aproximadamente, para poder dar cabida en el sistema a este volumen de energía renovable. Y, todo ello, minimizando el coste para el sistema y para los consumidores, asegurando el suministro, la firmeza y la flexibilidad del sistema. Y a cada uno de esos cuatro puntos, la energía nuclear contribuye de una forma muy significativa. Por tanto, el bien superior es la transición, y, para cumplir con la transición, la energía nuclear es absolutamente imprescindible.

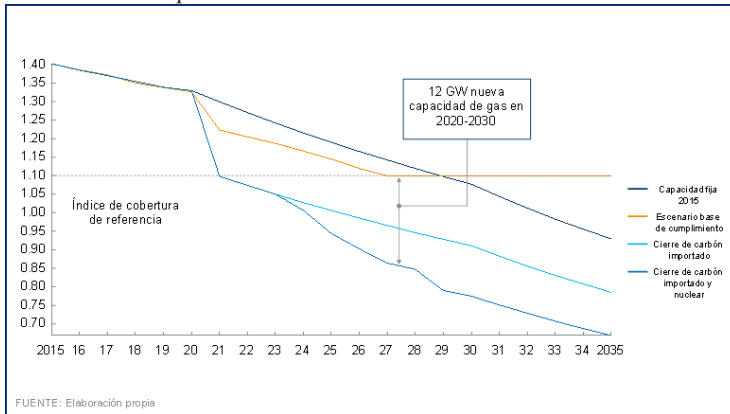


Figura 6: Evolución del índice de cobertura en función del cierre prematuro de la capacidad nuclear y térmica

En la Figura 6 se muestra el índice de cobertura del sistema, es decir, cuánto de la demanda punta del sistema es redundante por la potencia instalada. Habitualmente, el límite se establece en 1,1, aunque, hoy en día, se encuentra significativamente por encima de este valor y bajar del 1,1 no sería viable.

La curva superior de la Figura 6 muestra la evolución del índice de cobertura si no hiciéramos nada, con el crecimiento de demanda que se ha mencionado anteriormente. A partir de los años 2028-2029 ya no se estaría cumpliendo el límite de 1,1. Las otras dos curvas muestran lo que ocurriría si: i) se cerrase determinada capacidad de carbón, y ii) si además se cerrasen las centrales nucleares. Si esto último ocurriera, sería absolutamente

imprescindible cubrir los 7GW de potencia nuclear instalada actualmente por otra capacidad que tuviera las mismas características, es decir, que aportase la inercia que el sistema necesita.

Una posibilidad que se podría plantear para cubrir esta necesidad sería construir ciclos combinados. Sin embargo, esta opción no sería válida, ya que su construcción tendría un coste muy importante, del orden de unos 5.000 millones de euros, lo que subiría los precios en el sistema en torno a 10€/MWh, es decir, un 20-25%, incrementando, en consecuencia, los precios a los consumidores. Además, se aumentarían las emisiones, yendo totalmente en contra de lo que se está buscando en el diseño de la transición. Por tanto, se puede concluir que es imprescindible mantener la capacidad nuclear para responder a las puntas de consumo energético que, además, cada vez va a ser más volátil por la elevada penetración de renovables, ya que no son gestionables.

No obstante, la industria nuclear en España se tiene que enfrentar a una serie de retos ante esta situación, es preciso desmontar algunos mitos que circulan y que no son ciertos. En primer lugar, las centrales nucleares no tienen una vida útil predeterminada. Su explotación a 50 o a 60 años es una práctica habitual en otros países de una forma segura. Esto se observa en países punteros desde el punto de vista tecnológico e industrial, como Estados Unidos, Reino Unido, Francia, Suecia, Finlandia o Suiza.

En segundo lugar, mantener las centrales nucleares en explotación durante 50 o 60 años requiere, relativamente, poca inversión, si se compara con los 5.000 millones de euros que costaría sustituirla por ciclos combinados. Y esto no tiene un efecto significativo sobre los costes de desmantelamiento y gestión de los residuos, porque el residuo principal es la propia central. Es decir, ése es un coste fijo que ya existe y el combustible gastado adicional no supone un volumen tan relevante, en relación con el resto del combustible ya existente y la propia central en el momento de su desmantelamiento. En cualquier caso, las centrales nucleares ya internalizan esos costes: pagan la gestión del combustible que utilizan y pagan su futuro desmantelamiento. Y lo mismo sucedería en su operación a largo plazo.

La vida operativa de cada central nuclear se deberá adaptar a las necesidades del sistema, sin que deba estar ligado, obligatoriamente, a una determinada vida concreta para todos y cada uno de los reactores y para cada todas y cada una de las centrales. Además, ha de tenerse en cuenta la capacidad de ENRESA para ir gestionando, sin solapes, el desmantelamiento futuro de las centrales cuando corresponda.

Ahora bien, hoy en día, todo esto convive con una muy elevada carga fiscal que soporta la energía nuclear y que puede poner en entredicho su viabilidad económica. Y, aunque esto lo sufre muy particularmente la energía nuclear, quien lo sufre en su conjunto es la energía eléctrica: actualmente, la carga fiscal de la energía eléctrica, del consumidor eléctrico, triplica la carga

fiscal del consumidor de gasolina. Eso está dando señales absolutamente incorrectas al sistema y a los usuarios.

Por lo tanto, si se quieren tomar medidas para que este diseño de transición ocurra, es necesario desarrollar señales correctas, para que los consumidores tomen sus decisiones de inversión, de utilización de energía de una forma adecuada. En consecuencia, lo que se propone es que haya una reforma fiscal que elimine estas distorsiones, dejando de penalizar al consumidor eléctrico y distribuyendo las cargas de tal manera que se produzca este cambio de modelo energético.

### ***Conclusiones***

A raíz de lo expuesto anteriormente, se pueden resumir una serie de conclusiones. En primer lugar, para lograr alcanzar los objetivos ambientales en el horizonte 2050 es absolutamente imprescindible, en primer lugar, cambiar la estructura de consumo energético en España. Se deben tomar medidas que afecten a todos los sectores energéticos, a todos los sectores económicos, de tal manera que se logre una senda que vaya por la línea de una fuerte electrificación, porque creemos que es la única forma de lograr esos objetivos.

En segundo lugar, para el sistema eléctrico, se ha de optar por la senda del mínimo coste durante la transición, y eso pasa por: i) continuar con el desarrollo de las energías renovables, ii) mantener disponible en el sistema la capacidad firme nuclear y, transitoriamente, utilizar lo ya existente: ciclos combinados y carbón, para evitar nuevas inversiones, y iii) fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento, de soporte y de regulación, que van a ser imprescindibles en el largo plazo, en el horizonte 2050.

En tercer lugar, prescindir prematuramente de la capacidad nuclear tendría un coste muy elevado que creemos que no nos podemos permitir, para el sistema y para los consumidores, y, además, incrementaría las emisiones, lo cual parece absurdo.

Por último, el parque nuclear español está perfectamente preparado para la operación a largo plazo en condiciones fiables y seguras, que, en cualquier caso, siempre estarían vigiladas por el Consejo de Seguridad Nuclear. Y es absolutamente necesaria una reforma fiscal que asegure que todo esto que ocurre de una forma económicamente viable.



# **LA GESTIÓN SOSTENIBLE DE LA ENERGÍA NUCLEAR**

---





# **SOSTENIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO**

José Antonio Gago Bádenas

Presidente de la Sociedad Nuclear Española

## ***Introducción***

La Sociedad Nuclear Española es una asociación sin ánimo de lucro, que se constituyó en el año 1974 y que, también, fue declarada, posteriormente, en el año 1996, de utilidad pública. Está formada por profesionales e instituciones, y tiene un objetivo fundamental que es el de promover el conocimiento y difusión sobre la ciencia y la tecnología nuclear. Cuenta para ello con 1000 socios, se distribuye en diversas comisiones, y procura ser muy activa en conseguir su objetivo. También tiene una serie de socios colectivos, que abarca tanto a empresas, como a organizaciones públicas y privadas que tienen alguna relación con la actividad nuclear.

Hoy en día, los activos de generación de energía eléctrica mediante centrales nucleares en España son propiedad, básicamente, de las cuatro empresas eléctricas: Endesa, Iberdrola, Gas Natural y EDP. Y las centrales nucleares que continúan en operación únicamente son 7, tras el reciente cierre, en el mes de agosto de este año, de la central de Santa María de Garoña.

La definición de sostenibilidad que da la Real Academia Española de la Lengua, particularmente aplicada a este campo, es “algo que se puede mantener durante largo tiempo sin agotar los recursos o causar grave daño al medioambiente”.

En el ámbito de las Naciones Unidas, hay una acepción de la sostenibilidad, generalmente acordada, que tiene su origen en el año 1987, en la Comisión Brundtland. Allí se definió la sostenibilidad y el desarrollo sostenible como: “la satisfacción de las necesidades de la generación presente sin

comprometer las capacidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”.

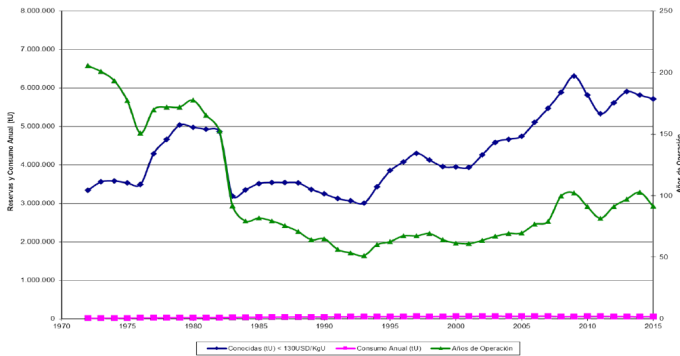
Haciendo uso de estas dos definiciones, el objetivo de esta intervención es dar respuesta a las cuatro preguntas siguientes, aplicadas al contexto de las centrales nucleares españolas:

- i) “¿Hay dificultades en el abastecimiento de materia prima?”. Será necesario determinar, además, si se puede mantener durante el largo plazo.
- ii) “¿Existen limitaciones en la tecnología para operar a largo plazo?”.
- iii) “¿Causan las centrales nucleares españolas grave daño al medio ambiente?”
- iv) “¿Son viables económicamente para continuar operando?”.

### ***Abastecimiento de materia prima***

En el ciclo del combustible nuclear, el abastecimiento de materia prima está condicionado, parcialmente, al tipo de ciclo con el que operan las centrales nucleares. Hoy en día, aunque existen varios países que operan en ciclo cerrado, la práctica más común en todo el mundo es el ciclo abierto, es decir, sin reprocesar el combustible irradiado, como en el caso de España. No obstante, antes del año 1982, parte del combustible de algunas centrales nucleares españolas, las de la primera Generación, que hoy en día están cerradas: José Cabrera, Vandellós-I y Santa María de Garoña, enviaron parte de ese combustible gastado a ser reprocesado en el extranjero, pero en el año 1982, salvo para el caso específico de la central de Vandellós-I, esa práctica cesó. Por tanto, hoy en día, todas las centrales operan con ciclo abierto, utilizando un combustible a base de uranio enriquecido en el isótopo de U-235, con un enriquecimiento inferior al 5%. De dicho combustible habrá que determinar si hay abastecimiento suficiente.

Por tanto, es necesario conocer las reservas de uranio en el mundo. El documento de referencia para dichas reservas es el “Red Book”, documento conjunto que actualizan cada dos años la Agencia de Energía Nuclear y el Organismo Internacional de Energía Atómica, cuya última actualización se produjo en el año 2016.



Fuente: FORTY YEARS OF URANIUM RESOURCES, PRODUCTION AND DEMAND IN PERSPECTIVE "THE RED BOOK RETROSPECTIVE"

Figura 1: Evolución de las reservas de uranio identificadas

Fuente: Forty years of uranium resources, production and demand in perspective "The Red Book Retrospective"

En la Figura 1 se muestra la evolución de las reservas de uranio identificadas, es decir, las reservas probadas y explotadas a lo largo de los años. Por un lado, el eje de ordenadas de la escala de la izquierda muestra las reservas y el consumo anual de uranio en tU. Por otro lado, el de la derecha indica los años que puede operar todo el parque nuclear mundial de acuerdo con las reservas de uranio que existen, hoy en día, en el mundo y que son explotables.

Así, la curva rosa representa el consumo del parque nuclear mundial, que prácticamente se mantiene constante en una línea recta. Este consumo, hoy en día, está en el entorno de las 80.000 toneladas de uranio al año. La curva azul representa la evolución de las reservas identificadas de uranio a lo largo de los años y la curva verde, la evolución en la estimación de los años disponibles de operación para el parque nuclear mundial con las reservas de uranio probadas hasta el momento. Actualmente, esta cifra se estima alrededor de 100 años.

Por tanto, se puede concluir que la respuesta a la primera parte de la pregunta es que hay reservas probadas de uranio en el mundo para abastecer al parque nuclear mundial en funcionamiento, al menos, durante 100 años. Además, al existir esa cantidad de uranio disponible en el mercado, estas reservas probadas desincentivan los gastos de nuevas exploraciones mineras para la búsqueda del mineral de uranio. Y esa exploración minera depende tanto de para cuántos años hay reservas como de cuál es el precio en el mercado del uranio.

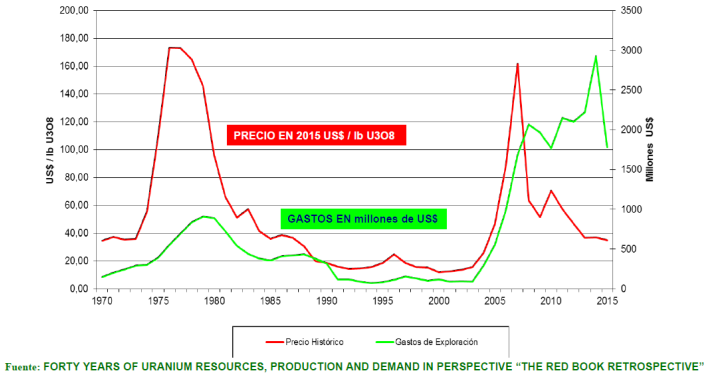
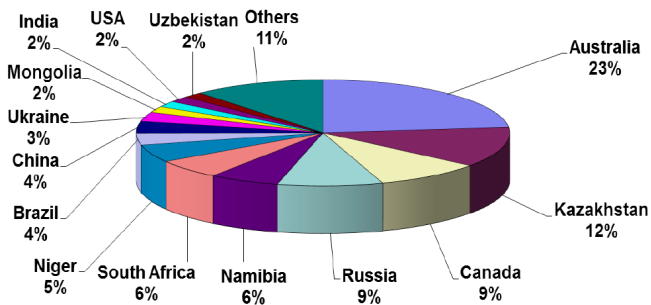


Figura 2: Evolución del precio del uranio y de los gastos en exploración del minera

Fuente: *Forty years of uranium resources, production and demand in perspective "The Red Book Retrospective"*

En la Figura 2 se muestran dos gráficas. En la verde, se reflejan los gastos realizados por las empresas en exploración de mineral de uranio a lo largo de los años. La curva roja es la evolución del precio del uranio en el mercado de abastecimiento del uranio, que, como se puede ver, tuvo dos picos muy importantes: uno en los años 70 y un segundo pico en los años 2008, 2009 y 2010, cuando se hablaba tanto del renacimiento nuclear, que se vio frustrado por el accidente de Fukushima. A partir de entonces, la curva de precio del concentrado de uranio ha ido disminuyendo significativamente hasta los entornos en los que se mueve hoy, de valores inferiores a los 40\$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.



Fuente: NEA/IAEA Uranium Red Book 2016: Total Identified Resources recoverable at <260 \$/KgU

Figura 3: Países de origen de las reservas identificadas

Fuente: NEA/IAEA Uranium Red Book 2016: Total Identified Resources recoverable at <260 \$/KgU

La Figura 3 indica las reservas identificadas en el mundo y los países que disponen de ellas. Los cuatro grandes países que disponen de la mayor parte de estas reservas son: Australia, Kazajistán, Canadá y Rusia. En menor medida, otro conjunto de países dispone también de reservas de uranio. España cuenta con unas reservas de uranio escasas, con, actualmente, un interés aparente de alguna empresa en retomar algunas exploraciones o explotaciones mineras en el país.

En relación al abastecimiento de uranio para las centrales nucleares españolas, en primer lugar, ha de tenerse en cuenta la demanda, que es dependiente de la duración de los ciclos de operación de las centrales. Las centrales nucleares españolas funcionan con ciclos de operación variable para recargas de combustible que oscilan entre los 12 meses de la central nuclear de Trillo, los 18 meses de los 5 reactores de agua a presión de Westinghouse de Almaraz, Ascó y Vandellós, y los 24 meses de la central nuclear de Cofrentes. Así, se obtiene la figura de cuál es la demanda en función de la duración de los ciclos de operación.

En segundo lugar, otro aspecto a tener en cuenta es la diversificación. En este respecto, en España la diversificación del abastecimiento de uranio es amplia, tanto geográficamente, como de suministradores, como de los distintos componentes de suministro de la cadena de uranio enriquecido: la compra de concentrados de uranio, la compra de servicios de conversión y la compra de servicios de enriquecimiento, con precios y monedas, también, totalmente diversificados. Es una estrategia que cubre y que satisface perfectamente lo que se requiere para la seguridad del suministro.

En tercer lugar, la seguridad de abastecimiento para las centrales

nucleares españolas también se ve garantizada por diferentes stocks. Así, a través de una decisión estratégica de los propietarios de las centrales nucleares, existe un stock especial de UF6. De esta manera, el conjunto de la flota de las centrales nucleares españolas cuenta con un año de esas necesidades cubiertas. Asimismo, existe una regulación en cuanto al stock de las centrales nucleares, que está establecida en el Real Decreto 14/64 del año 1999, en el cual se obliga a los propietarios de las centrales nucleares a disponer de un stock de uranio enriquecido fijado en unas cantidades determinadas de concentrado de U3O8 y de unidades técnicas de separación, en lo que se refiere al enriquecimiento de uranio.

Esta regulación implica que ha de existir un stock de uranio enriquecido suficiente para proporcionar dos recargas de 18 meses a las centrales nucleares españolas, en caso de que hubiese, por cualquier problema no previsto, un desabastecimiento o un incumplimiento de los contratos establecidos con los suministradores.

Finalmente, en relación con estos contratos de suministro, en España están establecidos para cinco años de explotación de las plantas. Además, se estableció un requisito en el Real Decreto anteriormente mencionado mediante el cual se obliga a que el combustible que se va a utilizar en una central nuclear tiene que estar dos meses antes de que la central inicie su parada de recarga.

#### Operación a largo plazo de las centrales nucleares

La segunda pregunta que se formulaba inicialmente es la de si existen limitaciones tecnológicas para operar a largo plazo. La Sociedad Nuclear Española edita unos papeles que están abiertos al público, que son lo que se conoce como el posicionamiento de la Sociedad Nuclear Española y, el primero de ellos se inició para dar respuesta a “¿cuál es la vida útil de una central nuclear?”. Como bien es sabido, no hay una definición regulada de lo que es la vida útil y las centrales están sometidas a una evaluación constante a través de revisiones periódicas de su seguridad y programas de mejora de la seguridad por parte del organismo regulador, que es el Consejo de Seguridad Nuclear.

Las centrales nucleares españolas realizan inversiones recurrentes en seguridad. Llevan a cabo todo un conjunto de inspecciones reglamentarias, tienen sus programas establecidos para la gestión del envejecimiento de las estructuras, de sus sistemas y sus componentes y, también, hay una tendencia internacional para entrar en lo que se conoce como la operación a largo plazo, que es operar más allá de la vida inicialmente contemplada en su diseño, que no tiene nada que ver con la vida útil.

#### *Las centrales nucleares y el medio ambiente*

La tercera pregunta que se formulaba, para determinar si se puede hablar de sostenibilidad en el parque nuclear español, es si éste genera grave daño

al medio ambiente. Como es sabido, las centrales nucleares, en su operación normal, emiten radionucleidos al medio ambiente, tanto en forma líquida como en forma gaseosa. El organismo regulador, el CSN, emite un informe anual al Congreso de los Diputados y al Senado en el que se detallan las principales actividades que ha llevado a cabo cada año, en el cumplimiento de sus funciones como único organismo con competencias en materia de seguridad nuclear y protección radiológica. Las gráficas mostradas en las Figuras 4 y 5, que se corresponden con las del último informe del año 2016, reflejan cuáles han sido las emisiones al medio ambiente del parque de las centrales PWR, tanto de los efluentes líquidos como gaseosos. En ellas se puede ver que tienen una tendencia razonablemente estable e, incluso, ligeramente decreciente a lo largo de los años.

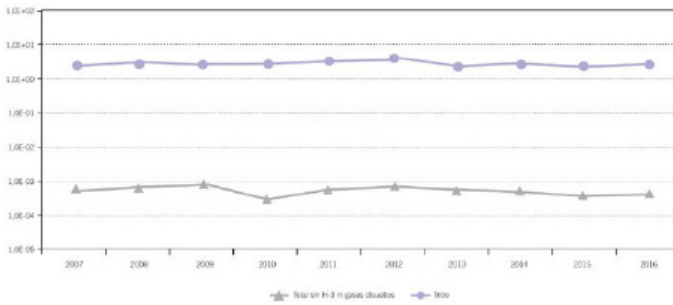


Figura 4: Efluentes radiactivos líquidos de centrales PWR. Actividad normalizada(GBq/GWh)

Fuente: CSN

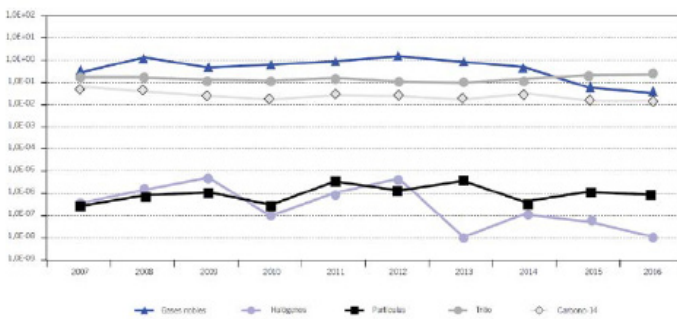


Figura 5: Efluentes radiactivos líquidos de centrales PWR. Actividad normalizada(GBq/GWh)

Fuente: CSN





a la tendencia original de los años 70 de diluir y dispersar, siempre que se mantuviesen las dosis por debajo de los límites permitidos. Se puede aseverar que la gestión de los residuos radiactivos está técnicamente resuelta. Los residuos radiactivos y el combustible gastado se vienen gestionando con criterios de seguridad en este país desde que, hace prácticamente 50 años, la central de José Cabrera empezó su operación comercial. Por tanto, 50 años llevan los operadores nucleares gestionando residuos radiactivos y gestionando el combustible irradiado, y se sabe gestionar con técnicas y tecnologías que están resueltas, probadas, autorizadas e implantadas en España y en muchas partes del mundo.

Como es sabido, los residuos de baja y media actividad y los de muy baja actividad se gestionan, centralizadamente, en el centro de almacenamiento de El Cabril en Córdoba, que opera Enresa, y el combustible irradiado se gestiona técnicamente y con todos los criterios de seguridad, actualmente, en las piscinas y almacenes en seco de las propias centrales, y se espera que, en breve, esta gestión se lleve a cabo en la instalación ATC. En el futuro, el combustible irradiado se gestionará en los Almacenes Geológicos Profundos, que en algunos países ya se están dando pasos muy importantes para la puesta su operación.

Cuando se habla de residuo radiactivo, de combustible gastado, usado o irradiado, se sabe que las tecnologías de almacenamiento pueden ser tanto en vía seca como en vía húmeda, pero no siempre se conoce cuáles son los volúmenes y las cantidades necesarias para gestionarlos. En una central de 1000 MWe, se utilizan unas 20 toneladas de uranio al año para operar 24 horas al día, 365 días al año. Así, la superficie necesaria para gestionar el combustible irradiado que produciría dicha central, se puede ver ejemplificado en la planta de la piscina de la central de Vandellós II, que mide 15 metros de largo por 7,3 metros de ancho, y que en dimensiones equivale al 11,5% de la superficie de una piscina olímpica. Con estas dimensiones, es capaz de almacenar todo el combustible irradiado de que habrá producido la central durante 35 años de operación.

Finalmente, cuando las piscinas alcanzan su saturación, las tecnologías permiten almacenar el combustible irradiado en seco. Para almacenar las 20 toneladas de uranio que necesita una central de 1000 MWe para operar durante todo un año de manera continuada, bastan 1,3 contenedores (correspondientes a 2 contenedores por un ciclo de operación de 18 meses), que son de 3,5 metros de diámetro y de 5 metros de alto. Es decir, se sabe cómo gestionar este combustible irradiado y las dimensiones requeridas para hacerlo no son excesivas.

### ***Viabilidad económica de las centrales nucleares***

Por último, el cuarto punto, que siempre es el más conflictivo, debe responder a si las centrales nucleares son económicamente viables. En la

Tabla 1, de elaboración propia, se muestra de manera bastante orientativa los 5 costes operativos de una central nuclear: i) el coste de combustible, el coste de abastecimiento, ii) los costes de operación y mantenimiento, que dependerán de si se habla de un emplazamiento con un grupo o con dos grupos, iii) la tasa de Enresa, que, como bien se ha indicado, se paga para tener en cuenta la gestión futura de todo el combustible irradiado, RBMA y el desmantelamiento de las instalaciones, iv) otra colección de impuestos: el impuesto sobre producción de combustible nuclear, el impuesto sobre generación eléctrica y varios impuestos autonómicos, y v) costes de estructura.

Desglose de los costes completos de generación		€/MWh	%
Costes operativos	Combustible	~ 5	~ 9,4
	O&M	~ 15	~ 28,1
	Tasa ENRESA	~ 7	~ 13,1
	Impuestos	~ 8 ÷ 11	~ 17,7
	Otros	~ 1	~ 1,9
Recuperación de la inversión	Amortización	~ 10	~ 18,7
	Retribución del capital	~ 4 ÷ 8	~ 11,1
<b>Total</b>		<b>~ 50 ÷ 57</b>	<b>100</b>

Tabla 1: Desglose de los costes completos de generación

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 1, asimismo, se muestra una segunda parte, que incluye los costes de capital, los costes recuperación de la inversión. Éstos están divididos en dos bloques: i) la parte de amortización, la que cada central tenga, tiene una variabilidad mayor, y ii) el coste de retribución del capital, que es la retribución que se exigiría al capital que se invierte en función de la tasa de retribución considerada para un proyecto.

Como se ve en la Tabla 1, el coste agregado de producción de las centrales nucleares españolas, hoy en día, es de entre 50 y 57 €/MWh. Los costes correspondientes a impuestos y tasas, se encuentran desglosados en la Tabla 2: i) los de la tasa de Enresa, destinada a la financiación de las actividades de gestión de residuos radiactivos y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones, ii) Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, que sólo lo soporta la generación nuclear, cuya finalidad no está ligada a la gestión de residuos, iii) el impuesto sobre producción de energía eléctrica, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica (medida en barras de central) y que soportan todos los generadores, y iv) varios impuestos autonómicos, que, dependiendo la Comunidad Autónoma, gravan, mediante la

figura de impuestos ambientales, la presencia de combustible irradiado o componentes radiotóxicos en dicha Comunidad Autónoma.

IMPUESTOS Y TASAS	Valor 2016 (€/MWh)	Ley/RD en el que se recoge
Tasa <u>Enresa</u>	~ 7 €/MWh	RDL 5/2005
Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos	~ 5 €/MWh	Ley 15/2012
Impuesto sobre la producción de energía eléctrica	~ 3 €/MWh	Ley 15/2012
Impuestos autonómicos	~ 2 ÷ 3 €/MWh	Varios

Tabla 2: Desglose de los impuestos y tasas sobre producción de energía nuclear

Fuente: elaboración propia

Cabe destacar que el peso de estas tasas e impuestos representa más del 44% sobre el coste operativo y el 30% sobre el coste completo.

Por último, para dar respuesta a si las centrales nucleares son económicamente viables o no, es necesario conocer cuáles son los ingresos. Hasta el año 1997 estos ingresos estaban regulados con el marco legal y estable. A partir de la liberalización del mercado en el año 1998 y hasta el año 2004, los ingresos procedían de los costes de transición a la competencia, y desde el 2004 hasta el 2007, por garantía de potencia. A partir del año 2007, como las centrales no compiten en otro tipo de mercado secundario, de restricciones o de reserva de potencia, sus ingresos dependen puramente de lo que es el precio medio del mercado diario del MIBEL. Y este precio, que mostró una tendencia decreciente entre 2011 y 2014, sufrió una anomalía en el año 2015, y está sufriendo otra anomalía en estos meses por la escasa aportación hidráulica por falta de lluvias en el país, pero oscila en torno a los 40-50 €/MWh. Por tanto, este dato junto con los costes orientativos aportados anteriormente, pueden responder a la pregunta sobre la viabilidad económica.

### Conclusiones

Para finalizar, se podría resumir con prácticamente un “sí” a las cuatro preguntas que se formulaban al comienzo para dar respuesta a si son sostenibles las centrales nucleares españolas. En primer lugar, las fuentes de abastecimiento están diversificadas y proceden de países geopolíticamente muy estables, con lo cual, hay seguridad de suministro a corto, medio y largo plazo. En segundo lugar, las centrales nucleares están preparadas tecnológicamente para operar a largo plazo y, en España, existe un marco normativo y regulatorio perfectamente definido para ello. En tercer lugar, la gestión técnica de los residuos radiactivos está resuelta, lo que hace falta es una voluntad política para poder desplegarla. Y, por último, la viabilidad económica, evidentemente, no está garantizada con las cifras que se han

mostrado, fundamentalmente debido a la carga impositiva que soporta este tipo de tecnología.

El mensaje último es el de la Sociedad Nuclear Española: las centrales nucleares españolas tienen internalizados todos sus costes, proporcionan estabilidad al sistema sin generar gases de efecto invernadero, y contribuyen, notablemente, al cumplimiento de los compromisos que hemos adquirido para luchar contra el cambio climático.

# **LA GESTIÓN SOSTENIBLE DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO: ANÁLISIS ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL**

Yolanda Moratilla Soria

Directora de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas (ICAI)

## ***Introducción***

Cuando se habla de tecnologías energéticas, en general, es muy fácil hacer un uso interesado del lenguaje para influir en la opinión del oyente. Y la tecnología nuclear es aún más sensible a este hecho. Por ejemplo, cuando se habla de residuos nucleares, la connotación implica que éstos ya no tienen ninguna utilidad. Sin embargo, cuando se extrae un elemento combustible de un reactor nuclear, éste aún contiene un 96% del potencial energético inicial, por lo que, si en lugar de hablar de “residuos”, se utiliza el término “combustible nuclear usado” o “irradiado”, se puede dar a entender al público la existencia de una utilidad potencial.

No se trata de decir que el combustible nuclear usado es una nueva fuente energética, pero sí es importante señalar que con él se guarda una riqueza del país. En un futuro, existe la posibilidad de que se construyan centrales nucleares de IV Generación, para las cuales se podría utilizar el combustible nuclear irradiado de las centrales actuales como fuente energética, como nuevo combustible nuclear. Por tanto, el almacenamiento de dicho combustible nuclear irradiado en España supone mantener un potencial energético y el uso del término “residuo”, limita considerablemente la percepción del público de esta posibilidad.

Además, el uso interesado del lenguaje se ve agravado por el miedo general que existe a la energía nuclear, tanto por Fukushima como por el miedo a los residuos nucleares. Esto, junto con la creciente popularidad de las energías renovables en los últimos años, ha llevado a varios países a cuestionarse la continuidad de las centrales nucleares en su mix energético,

aunque, como se ha visto en presentaciones anteriores, existen limitaciones tecnológicas ligadas a estas energías renovables.

Por tanto, se ha planteado un debate global acerca del futuro de la energía nuclear. En este debate, existen argumentos tanto a favor como en contra de la energía nuclear. Por un lado, a favor de la energía nuclear está la seguridad de suministro energético, su potencial para mitigar el cambio climático, al contribuir a una descarbonización de la producción eléctrica, y el aporte de estabilidad a la red eléctrica, a través de su gran inercia. Este último punto es muy importante al hablar de desnuclearización, ya que, en tal caso, la energía con la que se sustituyese debería aportar la misma inercia, que sólo aportan las turbinas hidráulicas y las de vapor: energía hidráulica, carbón (o fósil, sin ciclo combinado) y termosolar.

Por otro lado, los argumentos que existen en contra de la energía nuclear en el debate social son la preocupación por la seguridad, el riesgo de proliferación, los altos costes de inversión, que, en un contexto de incertidumbre ante el futuro de la energía nuclear, desincentiva a los inversores por el riesgo a no recibir rentabilidad a largo plazo, y, por último, los residuos radiactivos.

No obstante, independientemente del futuro de la energía nuclear, los residuos nucleares ya existen y, tanto éstos como el combustible nuclear irradiado han de ser gestionados alrededor del mundo, en todos los países que producen o han producido energía nuclear. Además, esta gestión ha de realizarse de manera apropiada, ya que los períodos de tiempo que se requieren para esta gestión son muy largos y afectan a las generaciones futuras. Por tanto, las decisiones que se toman hoy acerca de la gestión del combustible nuclear irradiado son de gran importancia a nivel internacional, y es de gran importancia resolver el problema para no dejarlo en manos de las generaciones futuras.

Hoy en día, existen diferentes tecnologías disponibles para gestionar el combustible nuclear irradiado a lo largo de toda su vida. Estas tecnologías tienen sus ventajas e inconvenientes, por lo que cada país se ha decantado por unas u otras, en función de las características que aportan y la política energética de dicho país. Además, nuevas tecnologías están siendo investigadas alrededor del mundo, que aportan una nueva luz en la gestión del combustible nuclear usado.

### ***El ciclo del combustible nuclear***

El ciclo del combustible nuclear abarca todas las etapas y los procesos a los que se somete el combustible nuclear antes y después de su uso para producir electricidad en una central nuclear. Por tanto, se pueden distinguir dos fases: el front-end, antes de su uso en la central nuclear, y el back-end, que ocurre tras la extracción del combustible del reactor nuclear. [1] [2] [3] [4] [5] [6]

Los procesos del front-end pueden variar según el tipo de combustible utilizado y las tecnologías seleccionadas para cada etapa, pero de manera general se pueden resumir como: minería y extracción del uranio natural, conversión, enriquecimiento y fabricación de combustible.

Por otro lado, las etapas del back-end son altamente dependientes de la estrategia de combustible nuclear que se implementen, como se explicarán a continuación. Hoy en día, las estrategias posibles para la gestión del combustible nuclear usado son el ciclo abierto y el ciclo cerrado, aunque existen otras estrategias en investigación que se denominan ciclos avanzados.

### *Ciclo abierto*

El ciclo abierto considera el combustible nuclear irradiado como residuo de alta actividad y, en consecuencia, se almacena directamente sin someterse a ningún proceso químico, donde se guardará durante millones de años de manera segura hasta que su radiotoxicidad alcance los niveles de seguridad de referencia. Esta estrategia comprende dos etapas de back-end: el almacenamiento temporal y el almacenamiento definitivo.

En primer lugar, el combustible nuclear irradiado se extrae del reactor y se enfría dentro de las piscinas del reactor por un período mínimo de 5 a 10 años, lo cual es una etapa común a todas las estrategias de gestión del combustible nuclear. Después, el combustible nuclear irradiado se puede transferir a un almacén en seco, que puede estar ubicado tanto en el emplazamiento de la central (ATI) como en una ubicación centralizada que almacene el combustible de varias centrales nucleares (ATC).

Después de un período mínimo de 50 a 100 años de almacenamiento temporal, el combustible irradiado debe transferirse a un almacén definitivo. Hoy en día, la opción preferida a nivel global es el almacén geológico profundo (AGP), que es un emplazamiento subterráneo en formaciones geológicas estables. Actualmente, existen algunos en construcción en países como Finlandia o Suecia, que se espera que inicien su operación en 2020 y 2023 respectivamente.

### *Ciclo cerrado*

El ciclo cerrado considera el combustible irradiado como fuente energética, debido a que un 94-96% de su composición es uranio y un 1-1,5% es plutonio. Por tanto, el combustible irradiado se puede someter a una serie de procesos químicos, conocidos como reprocesado, para aprovechar su potencial energético, en los cuales el uranio y el plutonio se separan y se pueden reciclar como nuevo combustible nuclear para su uso en un reactor que se haya adaptado para este tipo de combustible, o se pueden vender como materia prima.

Antes de llevar a cabo el reprocesado, como se ha mencionado anteriormente, el combustible ha de enfriarse en las piscinas del reactor. Una



vez enfriado, éste se transporta a la instalación de reprocesado donde se separan el U y el Pu de los actínidos minoritarios y de los productos de fisión mediante el proceso PUREX, que hoy en día es la única tecnología de reprocesado disponible a nivel comercial.

Una vez extraídos el U y el Pu, los actínidos minoritarios y los productos de fisión se vitrifican y se almacenan como residuos de alta actividad, que, eventualmente, serán transferidos a un almacén definitivo. Por otro lado, el plutonio puede reciclarse en MOX (óxidos mixtos), que se utiliza como combustible en un 10% de los reactores a nivel mundial. Asimismo, el uranio también puede reutilizarse tras un proceso de re-enriquecimiento, pero debido a que su radiactividad es mayor que la del uranio natural, el coste de los procesos es mayor y esta práctica, hoy en día, no es muy común.

*Análisis de los costes de las estrategias de gestión del combustible nuclear*

A lo largo de los años, se han realizado diversos estudios que analizan los costes de gestión del combustible nuclear time [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13] [14]. Estos estudios se han recopilado en la gráfica que se muestra en la Figura 1, donde se puede comprobar la evolución de estos costes a lo largo de los años.

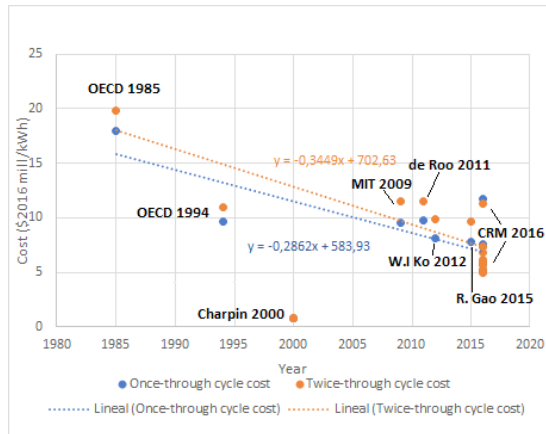


Figura 1: Evolución de los costes del ciclo de combustible nuclear Fuente:[15]

En primer lugar, se puede observar que el ciclo abierto suele tener costes más bajos que el ciclo cerrado, pero la diferencia entre estos costes es altamente dependiente de la metodología utilizada y las hipótesis iniciales del modelo, como la tasa de descuento, el precio del uranio, etc. Por tanto, hay estudios que señalan una diferencia de costes entre ciclo abierto y ciclo cerrado de entre un 15 y un 25%, mientras que, en otros, esta diferencia estaría entre un 5 y un 15%.

En segundo lugar, la línea de tendencia de los costes en ambas estrategias es decreciente, lo cual significa que los costes de las tecnologías han ido disminuyendo con el tiempo, debido a la madurez de las tecnologías, que pueden optimizar sus costes. Además, se puede observar que la línea de tendencia de los costes en el ciclo cerrado tiene una pendiente ligeramente más pronunciada que en el caso del ciclo abierto, lo cual significa que, eventualmente, el reprocesado puede llegar a resultar igual de económicamente viable como el ciclo abierto.

El porqué de esta diferencia en la tendencia de los costes del ciclo abierto y del ciclo cerrado se puede explicar en la Figura 2. En ésta se muestra la evolución de los costes estimados para AGP para el ciclo abierto y la de los costes del reprocesado a lo largo del tiempo.

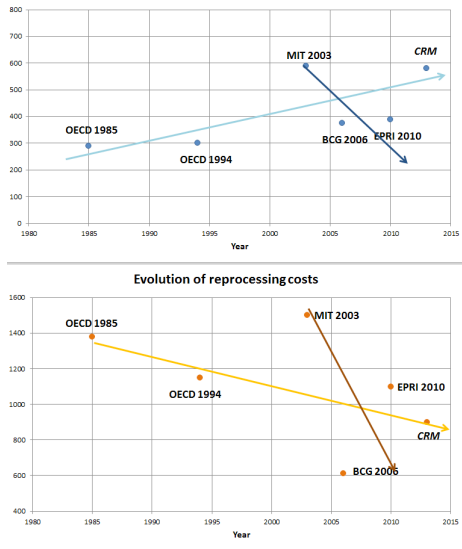


Figura 2: Evolución de los costes del AGP y del reprocesado  
Fuente: [16] [17] [18] [19]

Como se puede observar en la Figura 2, los costes del reprocesado han ido disminuyendo con el tiempo debido a la madurez de la tecnología. Sin embargo, sucede lo contrario en los costes del AGP, debido a que es una tecnología nueva, rodeada de incertidumbre en cuanto a costes. De esta manera, aunque los costes globales de la gestión del ciclo de combustible nuclear han ido disminuyendo a lo largo de los años, debido a que el AGP es el coste dominante del back-end del ciclo abierto y éste tiene una tendencia creciente, los costes globales no han podido disminuir tan rápidamente como en el ciclo cerrado, en el que el coste dominante del back-end es el reprocesado, cuyos costes sí han ido disminuyendo con el tiempo.

### *Análisis medioambiental de las estrategias*

Algunos de los parámetros que se pueden determinar al realizar un análisis medioambiental de las dos estrategias de gestión del combustible nuclear usado son el volumen, la radiotoxicidad y la emisión de calor de los residuos finales. Cuando se lleva a cabo una estrategia de ciclo cerrado, al reprocesar el combustible nuclear irradiado, se extraen el uranio y el plutonio, que conforman el 96% aproximadamente de su composición. Por este motivo, estos residuos vitrificados suponen una reducción del volumen del 80% frente al combustible usado del ciclo abierto. Además, al extraer dos elementos altamente radiactivos, se reduce la radiotoxicidad de los mismos en un 90%, y la emisión de calor de los residuos finales. Estos factores son importantes también a la hora de tomar una decisión.

### *Ciclos avanzados*

Hoy en día existen diversos tipos de ciclos avanzados en investigación, cuyo propósito es alcanzar la sostenibilidad de la energía nuclear mediante la reducción del volumen y la radiotoxicidad de los residuos finales, así como optimizando la utilización de recursos y materias primas, pero manteniendo la viabilidad económica. La mayoría de estos ciclos tienen algo en común: están basados en tecnologías de partición y transmutación, cuyo objetivo es acortar la vida media de los isótopos de larga vida que componen el combustible nuclear irradiado y transformarlos en isótopos estables de vida corta.

De esta manera, existen dos líneas principales de investigación basadas en estas tecnologías de partición y transmutación: el desarrollo de reactores avanzados y las tecnologías de reprocesado avanzado.

En primer lugar, los reactores rápidos reproductores de IV Generación son la tecnología de reactores avanzados más extendida y conocida a nivel mundial, de la cual han surgido diversos modelos de reactor que se están estudiando, como el reactor de sal fundida, el reactor de sodio, de gas, etc. Otra línea de investigación en reactores ampliamente reconocida son los ADS, que consisten en un reactor subcrítico acoplado a un acelerador de partículas. Asimismo, existen otras tecnologías en investigación como los híbridos de fusión-fisión.

En segundo lugar, se están investigando tecnologías de reprocesado avanzado cuyo objetivo es mejorar la eficiencia del reprocesado, evitar el riesgo de proliferación, explotar más el potencial energético del combustible irradiado, reducir en mayor medida el volumen de los residuos finales (tanto de alta actividad como baja), etc.

Estas tecnologías de reprocesado pueden ser tecnologías acuosas o no acuosas. Dentro de las primeras, se distinguen aquellas que se basan en el proceso PUREX, mejorándolo al extraer más componentes del combustible irradiado, además del plutonio y el uranio, y aquellas que varían la química

del proceso de extracción solvente, para evitar la separación del plutonio puro, extrayéndolo con otros componentes. Algunas de las más importantes son: UREX (extracción de uranio) y sus variantes, COEX (extracción combinada), TRUEX (extracción de transuránicos), SANEX-N y SANEX-S (proceso de extracción selectiva de actínidos), CSEX y SREX (extracción de cesio y de estroncio, respectivamente), etc.

De las tecnologías no acuosas de reprocesado, la más importante es el reprocesado piroquímico, que se basa en técnicas con metales y sales a altas temperaturas, como la volatilización, electro-refinado, etc. Tiene una alta resistencia a la proliferación, pero un menor factor de separación que otras tecnologías, pero aprovecha la capacidad de los reactores rápidos de utilizar un combustible con más impurezas que los reactores térmicos. Otras tecnologías en investigación son la basada en la volatilidad del fluoruro y FLUOREX.

*Análisis de los costes de los ciclos avanzados*

En la Figura 3 se muestra la evolución de la estimación de los costes en diversos estudios internacionales a lo largo del tiempo. Ha de puntualizarse que las hipótesis iniciales de estos estudios son más variables que en las estrategias actuales, ya que las tecnologías implicadas aún están en investigación, existen diversos tipos de ciclos avanzados que pueden ser estudiados, tanto reactores como tecnologías de reprocesado, etc.

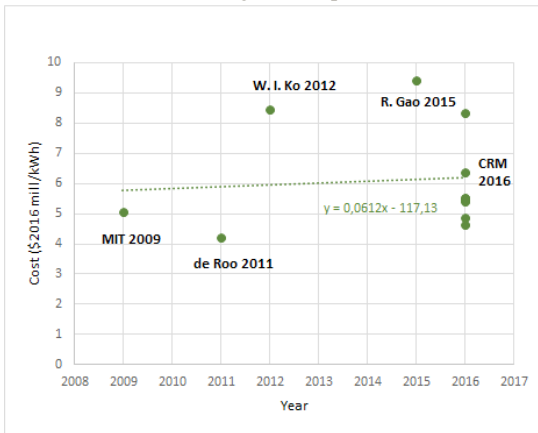


Figura 3: Evolución de los costes de los ciclos avanzados  
Fuente: [15]

Aunque, en comparación, los costes de los ciclos avanzados son bastante similares a los del ciclo abierto y, normalmente, menores que los del ciclo cerrado, se puede observar en la gráfica que la línea de tendencia tiene una pendiente ligeramente creciente, lo que se debe a las incertidumbres que rodean a estas tecnologías, aún no disponibles comercialmente. No obstante,

algunos estudios realizados por organismos internacionales, como la OCDE, han analizado estas incertidumbres y han concluido, con simulaciones de Monte Carlo, que los ciclos avanzados pueden llegar a ser, eventualmente, más viables económicamente que el ciclo abierto.

### *Análisis medioambiental de los ciclos avanzados*

Como se ha visto anteriormente, el ciclo cerrado supone a nivel de volumen, radiotoxicidad y emisión de calor de los residuos finales una mejora con respecto al ciclo abierto. Sin embargo, estas ventajas son aún más pronunciadas cuando se habla de ciclos avanzados.

- El contenido de metales pesados puede reducirse hasta tres órdenes de magnitud en la gestión final de los residuos.
- La masa de los productos de fisión y, por tanto, el volumen de los residuos de alta actividad se puede reducir un 30% en una estrategia con sólo reactores rápidos.
- Los ciclos completamente cerrados pueden alcanzar una reducción de 100 veces del contenido de transuránicos.
- Las necesidades de uranio pueden variar desde un 10% hasta dos órdenes de magnitud menor que en el ciclo abierto.
- La emisión de calor de los residuos puede disminuir varios órdenes de magnitud.
- En una estrategia con separación y gestión de los productos de fisión se puede reducir la emisión de calor desde 17 hasta 30 veces y el número de contenedores de residuos de alta actividad desde un 25 a un 40%.

### **Conclusiones**

Las tecnologías de gestión del combustible nuclear irradiado han mejorado considerablemente desde su inicio y aportan soluciones para todo el ciclo de vida del combustible, soluciones robustas, seguras y probadas para el corto plazo. No obstante, las tecnologías avanzadas que están en investigación actualmente tienen el potencial, no sólo de aportar soluciones válidas como las tecnologías actuales, sino de resolver el problema de gestión de residuos en la energía nuclear de una forma sostenible y segura.

Por tanto, es fundamental continuar la investigación y desarrollo en energía nuclear y, mientras estas tecnologías no estén disponibles comercialmente, abordar la gestión del combustible nuclear irradiado lo más convenientemente posible para cada país y su contexto particular, teniendo en cuenta varios factores, como la viabilidad económica, el impacto medioambiental, la utilización de recursos y la aceptabilidad social.

Además, los esfuerzos continuos en investigación y desarrollo pueden

resultar en una disminución de los costes de la gestión del combustible nuclear usado, lo cual atraerá más interés hacia los ciclos avanzados, su bajo impacto medioambiental y su mayor sostenibilidad.

### **Referencias**

- [1] Energía Nuclear: La Gestión del Combustible Nuclear Usado, No 1. Madrid (España): Cortes Generales, 2011.
- [2] La Gestión del Combustible Nuclear Usado, No 1. Madrid (España): Congreso de los Diputados, 2015.
- [3] M. Lozano Leyva et al., Combustible Nuclear, Universidad Pontificia Comillas., vol. 13. Madrid (Spain): Universidad Pontificia Comillas, 2013.
- [4] A. Carbajo Josa et al., Energía Nuclear Para el Siglo XXI, Universidad Pontificia Comillas., vol. 7. Madrid (Spain): Universidad Pontificia Comillas, 2009.
- [5] J. Gómez Navarro, Energía Nuclear: Estado Actual y Perspectiva Inmediata, Universidad Pontificia Comillas., vol. 8. Madrid (Spain): Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2011.
- [6] B. Y. Moratilla Soria, De la Termodinámica a la Ingeniería Energética - Historia, metodología, recursos y tecnologías. Madrid (Spain): Real Academia de Doctores de España, 2015.
- [7] G. De Roo y J. E. Parsons, «A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling», Energy Econ., vol. 33, n.o 5, pp. 826-839, sep. 2011.
- [8] G. De Roo y J. E. Parsons, «Nuclear Fuel Recycling, the Value of the Separated Transuranics and the Levelized Cost of Electricity», Available SSRN 1470926, 2009.
- [9] W. I. Ko y F. Gao, «Economic Analysis of Different Nuclear Fuel Cycle Options», Sci. Technol. Nucl. Install., p. 293467, 2012.
- [10] R. Gao, S. Choi, Y. Zhou, y W. Il Ko, «Performance modeling and analysis of spent nuclear fuel recycling», Int. J. Energy Res., vol. 39, n.o 15, pp. 1981-1993, dic. 2015.
- [11] OECD/NEA, «The Economics of the Nuclear Fuel Cycle», OECD/NEA, Paris, France, NEA#386, ene. 1994.
- [12] L. Rodríguez-Penalonga et al., «Spent Nuclear Fuel Management: Levelized Cost of Electricity Generation and Analysis of Various Production Scenarios», Energies, vol. 9, n.o 3, p. 178, mar. 2016.
- [13] OECD/NEA, «The Economics of the Nuclear Fuel Cycle», OECD/NEA, Paris, France, 1985.
- [14] J.-M. Charpin, B. Dessus, y R. Pellat, «Economic Forecast Study of the Nuclear Power Option», jul. 2000.

[15] L. Rodríguez-Penalonga y B. Y. Moratilla Soria, «A Review of the Nuclear Fuel Cycle Strategies and the Spent Nuclear Fuel Management Technologies», *Energies*, vol. 10, n.o 8, p. 1235, ago. 2017.

[16] B. Y. Moratilla Soria y D. Echevarria-Lopez, «Economic Analysis of the Management of the Nuclear Spent Fuel in Spain», *Sci. Technol. Nucl. Install.*, vol. 2014, p. e925932, ene. 2014.

[17] B. Y. Moratilla Soria et al., «Impact of the Taxes on Used Nuclear Fuel on the Fuel Cycle Economics in Spain», *Energies*, vol. 8, n.o 2, pp. 1426-1439, feb. 2015.

[18] B. Y. Moratilla Soria y A. Villar Lejarreta, «Influence of the New Spanish Legislation concerning the Management of Nuclear Waste», *Sci. Technol. Nucl. Install.*, p. 316414, 2013.

[19] B. Yolanda Moratilla Soria, M. Uris Mas, M. Estadieu, A. Villar Lejarreta, y D. Echevarria-Lopez, «Recycling versus Long-Term Storage of Nuclear Fuel: Economic Factors», *Sci. Technol. Nucl. Install.*, p. 417048, 2013.

**LA GESTIÓN SOSTENIBLE DEL  
COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO:  
LA ESTRATEGIA ESPAÑOLA EN UN  
ENTORNO EUROPEO**

---





# **CÓMO SE ESTÁ APLICANDO LA DIRECTIVA 70/2011 EURATOM DEL CONSEJO, DE 19 DE JULIO DE 2011, POR LA QUE SE ESTABLECE UN MARCO COMUNITARIO PARA LA GESTIÓN RESPONSABLE Y SEGURA DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS. QUÉ ESPERA LA COMISIÓN EN EL MEDIO PLAZO**

Manuel Martín Ramos

Unidad de Coordinación de Euratom Centro Común de Investigación de la Comisión Europea

## ***Introducción***

En la primera edición de este seminario en 2010, se avanzó la propuesta de la Comisión para adoptar una Directiva para establecer un marco comunitario para la gestión de residuos radiactivos y combustible nuclear<sup>1</sup> gastado. El Consejo aprobó dicha Directiva al año siguiente. Junto con la Directiva de seguridad nuclear (modificada en 2014) y normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes<sup>2</sup> (2013), constituyen el marco legal regional más avanzado y más exigente el mundo.

Todos los Estados miembros de la Unión Europea generan algún tipo de residuo radiactivo, ya sea a partir de la generación de energía, aplicaciones médicas, industriales o agrícolas, etc. y veintiuno de ellos gestionan combustible gastado en su territorio.

---

1 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A32014L0087>

2 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32013L0059>

### ***Breve descripción de la Directiva 70/2011 Euratom***

La Directiva<sup>3</sup> 70/2011 Euratom del Consejo por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos tiene como objetivos los siguientes:

- a) asegurar la gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos radiactivos, con el fin ético de evitar imponer cargas indebidas a las generaciones futuras;
- b) asegurar que los Estados miembros establecen medidas nacionales adecuadas para lograr los más altos estándares de seguridad en la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos, para proteger a los trabajadores y a la población de los peligros derivados de las radiaciones ionizantes; y
- c) garantizar que se organicen la información al público y la participación del mismo en el proceso de toma de decisiones, atendiendo por supuesto a las posibles restricciones debidas a la seguridad y el respeto de los derechos de propiedad industrial y de información.

El ámbito de aplicación de la Directiva cubre todas las etapas de gestión del combustible nuclear gastado, así como todas las etapas de gestión de residuos radiactivos procedente de actividades civiles, desde su generación hasta su almacenamiento definitivo.

La Directiva establece algunas excepciones, tales como por ejemplo la repatriación de combustible gastado de reactores de investigación al país de origen del combustible, repatriación de fuentes radiactivas en desuso, residuos de industrias extractivas, descargas de efluentes, envíos de combustible para reprocesado, etc.

La Directiva establece que, para alcanzar estos objetivos, los Estados miembros deben:

- a) definir políticas nacionales que establezcan los principios generales de cómo se van a gestionar los residuos radiactivos y el combustible gastado generados en su territorio. Ejemplos de estos principios son que es el Estado el responsable último de la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos generados en su territorio, que hay que minimizar la generación de residuos radiactivos, que las medidas de gestión deben ser proporcionales a la magnitud del riesgo que suponen los residuos, y que es el que genera el residuo quien debe asumir el coste de su gestión. Todas las actividades de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado deben realizarse garantizando en todo momento los máximos estándares de seguridad nuclear.

---

<sup>3</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32013L0059>

- b) establecer y mantener un marco legislativo, reglamentario y organizativo nacional («el marco nacional») para la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos que asigne responsabilidades y prevea la coordinación entre los órganos competentes pertinentes. Este marco nacional impone la existencia de una autoridad reguladora independiente con suficiente autoridad, competencias y recursos para asegurar una supervisión adecuada gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos radiactivos, así como la existencia de un sistema de concesión de licencias y supervisión, etc.
- c) implantar un programa nacional para aplicar en la práctica la política nacional, a través de planes de acción concretos. El programa nacional debe incluir entre otras cosas un calendario, conceptos, planes y soluciones técnicas para cada corriente de residuos radiactivos, el inventario de combustible gastado y residuos radiactivos actual y previsión de generación futura, medidas para el período posterior al cierre de las instalaciones de almacenamiento definitivo, investigación y desarrollo, formación de personal, medidas de transparencia, mecanismos de estimación de costes y financiación, indicadores de progreso, autoevaluación, etc.

La Directiva desarrolla con mayor detalle en su articulado las disposiciones mencionados anteriormente, tales como los requisitos de la Autoridad Reguladora Competente y del titular de la licencia; disposiciones sobre conocimientos y destrezas (formación y entrenamiento), requisitos de investigación y desarrollo, transparencia y participación de la sociedad en la toma de decisiones, estimación de costes y mecanismos financieros, informes, autoevaluaciones y revisión inter-pares, fundamentalmente.

El Consejo aprobó la Directiva el 19 de julio de 2011, y se publicó en el Diario Oficial el 2 de agosto de ese mismo año. Los Estados miembros debieron haber traspuesto la Directiva (esto es, haber incorporado las provisiones de la Directiva al derecho nacional) antes del 23 de agosto de 2013, y haber enviado los programas nacionales y los primeros informes de progreso a la Comisión antes del 23 de agosto de 2015.

La Directiva prevé que cada tres años, los Estados miembros envíen a la Comisión un informe del progreso de la aplicación de la Directiva, incluyendo una actualización del inventario y una actualización de la estimación de inventarios futuros. En base a estos informes, la Comisión informa<sup>4,5</sup> al Consejo y al Parlamento Europeo de cómo progresa la aplicación de la Directiva.

Periódicamente, los Estados miembros deben realizar autoevaluaciones de sus marcos nacionales, sus autoridades reguladoras competentes y sus

---

4 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017DC0236>

5 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD:2017:159:FIN>

programas nacionales e invitar a una revisión internacional inter pares al menos cada diez años.

### ***Aplicación de la Directiva en la Unión Europea***

A fecha de hoy (24 de noviembre de 2017), todos los Estados miembros han comunicado la incorporación de las disposiciones establecidas en la Directiva en su derecho nacional. La Comisión está revisando esta transposición.

24 de los 28 Estados miembros han enviado a la Comisión sus programas nacionales en su versión final, mientras que 4 han enviado programas nacionales que no están formalmente adoptados por las autoridades correspondientes. Dos Estados miembros, Francia y Eslovenia han enviado una actualización de sus programas nacionales.

Los 28 Estados miembros han enviado su primer informe de aplicación.

Uno de los resultados más importantes de la aplicación de la Directiva es el inventario de residuos radiactivos y combustible gastado en la Unión.

**Inventario de residuos radiactivos y combustible gastado en la Unión Europea.**

La Directiva requiere que los Estados miembros informen a la Comisión de su inventario de residuos radiactivos y combustible gastado, así como de la estimación de las cantidades de combustible gastado y residuos radiactivos que esperan generar en el futuro, incluyendo los residuos radiactivos producidos durante el desmantelamiento de sus instalaciones, y, si procede, de la operación nuevas instalaciones. Los Estados miembros deben actualizar esta información cada tres años. El inventario nacional y su evolución futura estimada constituyen un criterio fundamental para dimensionar y planear la infraestructura de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado.

Agregando la información recibida de los Estados Miembros a través de sus programas o informes nacionales, la Comisión ha elaborado un inventario<sup>6</sup> de residuos radiactivos y de combustible gastado en el territorio de la Unión. Cabe destacar que, dado que los Estados miembros han desarrollado históricamente su propio sistema de clasificación de residuos radiactivos, la Comisión ha decidido presentar el inventario con respecto al sistema de clasificación de residuos radiactivos del OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica), para lo cual ha convertido las cifras suministradas por los Estados miembros a este sistema de clasificación.

A finales de 2013, había 3,313 millones de m<sup>3</sup> de residuos radiactivos en la Unión Europea, de los cuales el 70 % (2,316 millones de m<sup>3</sup>) están almacenados definitivamente, y el resto (0,997 millones de m<sup>3</sup>) están siendo

---

6 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017SC0161>

almacenados temporalmente.

La distribución de residuos radiactivos por categoría es que la mayoría, el 74 % son residuos de baja actividad, 15 % son residuos de muy baja actividad, 10 % de actividad intermedia, y el 0,2 % son residuos de alta actividad.

Si bien determinados Estados miembros han recurrido históricamente al reprocesado de su combustible gastado, y algunos de ellos aún continúan haciéndolo; actualmente, la mayoría se decanta por una política de ciclo abierto, por la cual el combustible gastado se almacena definitivamente sin ser reprocesado previamente. Teniendo en cuenta el Brexit y los planes de las autoridades del Reino Unido de cesar la actividad de su instalación de reprocesado de Sellafield, Francia será el único Estado miembro de la Unión Europea que cuente con instalaciones de reprocesado a partir de 2020. Otros Estados miembros continúan reprocesando su combustible gastado en terceros países.

Así, a finales de 2013 más de 54000 toneladas de metal pesado se almacenaban temporalmente en el territorio de la Unión. Alrededor de 800 toneladas se encuentran en terceros países para ser reprocesadas, y se espera que los residuos radiactivos resultantes vuelvan a la Unión después de 2017.

Respecto a las estimaciones futuras, la información recibida de los Estados miembros no ha sido suficiente para que la Comisión pudiera presentar la evolución del inventario en Europa.

En algunos casos, los Estados miembros no han incluido los residuos del desmantelamiento, o los residuos derivados de los planes de nuevas instalaciones, o residuos no procedentes de las centrales de producción de energía eléctrica.

### ***Conclusiones principales de la Comisión respecto a la aplicación de la Directiva***

Del examen de los programas nacionales e informes nacionales, (los cuales presentan diferencias sustanciales en cuanto a la información incluida y su nivel de detalle) se concluye que los Estados miembros han puesto en marcha marcos nacionales para la gestión responsable y segura de sus residuos radiactivos y combustible nuclear gastado que en general cumplen la mayor parte de las disposiciones de la Directiva, si bien hay algunos aspectos que requieren un mayor desarrollo.

Para empezar, en el caso de las políticas nacionales, se destaca que sólo tres Estados Miembros (Finlandia, Francia y Suecia) han presentado planes concretos y específicos para la gestión definitiva de sus residuos de media y alta actividad. Estos planes específicos y concretos se demuestran con la selección del emplazamiento, solicitud (y otorgamiento, en su caso) de licencias u otras autorizaciones administrativas, etc. El resto de Estados miembros propone calendarios que en algunos casos se extienden más allá de los

100 años. Con estos plazos tan extensos, es muy importante comprender cómo pretenden los estados miembros cumplir con el objetivo ético de no imponer cargas indebidas a las generaciones futuras.

En general, los Estados miembros que explotan programas nucleares han desarrollado programas nacionales que cubren todas las etapas de la gestión, desde la generación de los residuos hasta su almacenamiento definitivo, si bien, sólo los tres estados miembros mencionados anteriormente han presentado planes concretos para la construcción y puesta en marcha de sus almacenamientos geológicos profundos.

El almacenamiento definitivo de residuos radiactivos de baja o muy baja actividad es una realidad industrial bien establecida. Hay actualmente unas 30 instalaciones de este tipo en Europa y el único desafío es que su capacidad y número sea suficiente para almacenar definitivamente los residuos radiactivos que se vayan generando en la Unión.

Alrededor de la mitad de los Estados miembros (fundamentalmente Estados miembros sin programa nuclear<sup>7</sup>) proponen almacenamientos definitivos compartidos en sus programas. Si bien la Directiva no prohíbe esta solución, la realidad es que ninguna de las propuestas va acompañada de un plan concreto y específico, es decir, de un plan verosímil.

Se observa la dificultad de los Estados miembros en general de establecer hitos concretos en el largo plazo, y de establecer indicadores de progreso que permitan comprobar la aplicación de las políticas.

Tras la publicación del Plan Ilustrativo Nuclear<sup>8</sup> en Mayo de 2017, y con la información de los informes nacionales, la Comisión ha estimado que el coste de la gestión de los residuos radiactivos y el combustible gastado en la Unión Europea ascenderá a unos 400.000 millones de euros.

Esta cifra debe tomarse con prudencia, dadas las incertidumbres que presentan las diferentes metodologías de estimación de costes y las hipótesis empleadas por cada Estado Miembro en la estimación. La Comisión Europea no ha verificado esta estimación.

Las disposiciones de la Directiva requieren que los Estados Miembros establezcan un mecanismo de financiación con objeto de que existan fondos suficientes para la gestión de residuos radiactivos y combustible gastado en el momento que sea necesario. Estos fondos deben utilizarse únicamente para este propósito, y entre otros requisitos deben ser seguros, exclusivos, y deben ser sometidos a una evaluación independiente.

La Comisión concluye que hay grandes diferencias entre Estados miembros en cuestión de estimación de costes y mecanismos de financiación, y continuará trabajando con los Estados miembros para asegurar que tanto la

---

<sup>7</sup> Por Estados Miembros sin programa nuclear se entiende aquellos Estados Miembros que no disponen en su territorio de centrales nucleares, sino que disponen de aplicaciones médicas, industriales o agrícolas, u operan reactores de investigación.

<sup>8</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2017:237:FIN>

estimación de costes es realista, y los mecanismos de financiación permitirán disponer de los fondos necesarios para acometer las actividades de gestión, incluyendo la construcción de infraestructura.

Si bien la mayoría de los Estados miembros han establecido mecanismos legales adecuados para informar al público acerca de las actividades de gestión de residuos y de combustible gastado, la implicación práctica del público en el proceso toma de decisiones más allá de la consulta necesita desarrollarse más.

Finalmente, y desde un punto de vista algo más administrativo, los programas nacionales de más de la mitad de los Estados miembros se han sometido a un Estudio Estratégico de Impacto Ambiental.

### ***Avanzando hacia el futuro***

Del análisis anterior, la Comisión reconoce el esfuerzo que los Estados Miembros han realizado para poner en marcha las disposiciones de la Directiva, y que este esfuerzo ha redundado en un buen cumplimiento de los requisitos legales y reglamentarios.

Sin embargo, es necesario avanzar más en la búsqueda de una solución definitiva para los residuos de media y alta actividad, progresar en la estimación de inventarios futuros, estimaciones de costes y mecanismos de financiación. Para algunas de estas tareas, será necesaria la participación del público en el proceso de toma de decisiones, (por ejemplo, la de la elección del emplazamiento de las instalaciones de almacenamiento definitivo) que será largo y complejo, y por ello aconsejan que se inicie cuanto antes.

La Comisión ha identificado tres desafíos para la gestión responsable y segura de los residuos radiactivos y el combustible gastado en la Unión Europea, y es en ellos en los que centrará fundamentalmente su trabajo (en este ámbito) en los próximos años.

- Soluciones para el almacenamiento definitivo de residuos radiactivos y combustible gastado, incluyendo instalaciones compartidas. La Comisión está preparada para trabajar con los Estados miembros en la evaluación los impactos económicos, legales y sociales de una instalación de almacenamiento definitivo compartida, dado que puede ser una solución razonable y económica entre Estados miembros con una producción limitada de residuos radiactivos.
- Estimación de costes y mecanismos de financiación. La Comisión está preparada para trabajar con los Estados miembros con objeto en primer lugar de disponer de una estimación de costes realista y completa, y en segundo lugar de asegurarse de que los mecanismos de financiación son adecuados para financiar la totalidad del coste, garantizan que el responsable de cubrir los gastos es quien ha generado el residuo.



- Inventario. La Comisión continuará trabajando con los Estados miembros y las organizaciones internacionales para estudiar estrategias para preparar los inventarios, analizando en particular los diferentes sistemas de clasificación nacionales, y continuar explorando la posibilidad de armonizar cómo cumplen los Estados miembros sus obligaciones de enviar sus inventarios a la Comisión y a los Organismos Internacionales (OIEA, NEA).

Finalmente, la Comisión considera que para el trabajo que queda por hacer, las evaluaciones inter-pares que dispone la Directiva jugarán un papel muy importante en cuanto a aumentar la confianza de los diferentes grupos de interés en la correcta gestión de los residuos radiactivos y combustible gastado en la Unión Europea.

# **SITUACIÓN ACTUAL DEL ATC. ATI'S, PGRR EN VIGOR Y MARCO EN EL QUE SE DEFINIRÁ EL 7º PGRR**

Mariano Navarro Santos

Unidad de Coordinación de Euratom Centro Común de Investigación de la Comisión Europea

## ***El Plan General de Residuos Radiactivos***

La gestión de los residuos radiactivos, como es sabido, es un servicio público esencial de titularidad estatal, y ENRESA es una empresa pública, medio propio de la Administración, que es la encomendada en la gestión de estas actividades de residuos radiactivos. Pero es exclusividad del Gobierno el fijar las políticas sobre la gestión de los residuos, la gestión del combustible, el desmantelamiento y la clausura de las instalaciones y, por tanto, es el Gobierno el que fija esas políticas y esas estrategias a través del Plan General de Residuos Radiactivos, que en España se dispone desde el año 1987. Este documento se revisa periódicamente, siempre bajo petición del Ministerio y, por tanto, del propio Gobierno. Es un documento que elabora ENRESA, y es el Gobierno el que, finalmente, toma las decisiones. Es preceptivo remitirlo para informe del Consejo de Seguridad Nuclear y también se pasa información pública a Comunidades Autónomas y agentes sociales. Finalmente, es aprobado por el Consejo de Ministros y se informa al Parlamento.

El contenido básico del Plan es establecer las estrategias, las actuaciones, las soluciones técnicas y las previsiones económicas en el horizonte corto, medio plazo y largo plazo. La nueva directiva ha introducido algunos aspectos nuevos a incorporar en este documento, pero la parte de estrategia y objetivos del VI Plan, que es el que está en vigor desde junio de 2006, sigue siendo válida y se siguen acometiendo las actuaciones que son necesarias, aunque, en algún caso, con más retraso que el deseable.

En primer lugar, este documento contiene las políticas y estrategias relacionadas con la gestión de residuos de baja y media y muy baja actividad,

para lo que se cuenta con el centro de almacenamiento de El Cabril. Además, en él se indica que se ha de facilitar y potenciar sus capacidades y dar respuesta a las necesidades que, en el ámbito de los RBMA y RBBA, se demandan en las diferentes instalaciones nucleares e instalaciones radiactivas. Por tanto, desde este punto de vista, no existe ninguna carencia en el Plan en vigor.

Asimismo, el VI Plan recoge las estrategias en la gestión del combustible, tanto desde el punto de vista de gestión temporal (ATIs o ATC), como el almacenamiento definitivo (AGP), y también el desmantelamiento y clausura de las instalaciones. Por tanto, este campo de actuación está contemplado en el documento, aunque no sin dificultades. Además, se contempla la I+D, fundamental en esta área de actividad, ya que han de promoverse nuevos desarrollos para dar respuesta a los requisitos y a las soluciones que se requieren implementar para poder acometer esta gestión completa.

Por último, se contemplan también otras actuaciones, como apoyo a emergencias radiológicas, actuaciones que se han dado en contaminaciones de instalaciones fuera del sector regulado, que también ha permitido que ENRESA participe, actúe y aplique sus medios y sus conocimientos para poder gestionar esas actividades.

Por tanto, éste es un plan que todavía tiene vigencia y tiene vida. No obstante, a los efectos de verificación del cumplimiento del PGRR, ENRESA remite al MINETAD cada año varios documentos: i) memoria aspectos técnicos y económicos relativos a las actividades del ejercicio anterior, ii) estudio económico-financiero actualizado del coste de las actividades contempladas en el PGRR, así como la adecuación a dicho coste de los mecanismos financieros vigentes, y iii) justificación técnico-económica del presupuesto anual correspondiente al ejercicio siguiente. Quizás el más significativo sea el estudio económico financiero, que actualiza año a año y contempla estas necesidades, es un requisito impuesto: ha de enviarse al Ministerio, y, unido al plan, mantiene al día.

No obstante, existe una necesidad de revisión, que deriva de la necesidad de adecuar el Plan al nuevo marco normativo surgido de la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo de la Unión Europea y del RD 102/2014, así como por una lógica actualización de fechas, algunas de las cuales, a día de hoy, han quedado totalmente obsoletas. La Directiva requiere introducir algunos capítulos, pero el plan se actualiza bajo demanda y según lo que establece el Ministerio, y parece que se está esperando a ver cuáles son las conclusiones de esta nueva Directiva de energía y clima, de la cual se espera tener algún resultado en los próximos meses, que permitan que alguno de los diferentes borradores de propuesta que se han ido acometiendo a lo largo de los años se llegase a sustanciar en una nueva edición del PGRR.

Por otro lado, en octubre de 2018 se va a llevar a cabo una revisión independiente al PGRR (revisión ARTEMIS) a realizar por la OIEA en el

marco de lo establecido en el artículo 14.3 de la Directiva 2011/70/Euratom, conjuntamente con una revisión de las actividades reguladoras (IRRS). Con esto, se podrá reflejar la existencia de alguna posible carencia en el sistema y de alguna potencial mejora y que se implementará en cuanto sea necesario.

### ***Almacenamiento temporal***

Derivado del Plan General de Residuos Radiactivos, está el almacenamiento temporal del combustible que, actualmente, tiene una solución base que es el ATC: el Almacenamiento Temporal Centralizado. El Plan General de Residuos Radiactivos establece que, ante potenciales retrasos, hay que acometer en las instalaciones nucleares aquellas acciones que sean necesarias para permitir su funcionamiento. Además, en el RD 102/2014, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos se establece que ENRESA desempeñará, para el cumplimiento de sus obligaciones, las siguientes funciones:

- a) Tratar y acondicionar el combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, sin perjuicio de las responsabilidades que correspondan a los generadores de estos residuos o a los titulares de las autorizaciones a quienes se haya encomendado dicha responsabilidad.
- b) Buscar emplazamientos, diseñar, construir y operar instalaciones para el almacenamiento temporal y definitivo del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.
- c) Establecer sistemas que garanticen la gestión segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos en sus instalaciones para almacenamiento temporal y definitivo.
- d) etc.

Por tanto, en base a estos principios y debido al retraso en la puesta en servicio del ATC, prevista en el 6º PGR para 2011, en el ámbito de proporcionar soluciones para la gestión temporal de CG que permitan la continuidad de la operación de las CCNN, o en su caso su desmantelamiento, se ha trabajado conjuntamente con las instalaciones nucleares en re-rackings, que se han ido realizando a lo largo de la vida de las centrales y, posteriormente, con los ATIs y en el suministro de los sistemas de almacenamiento, para lo cual, en España, se han seleccionado dos tecnologías distintas.

### ***Almacenamiento Temporal Individualizado (ATI)***

Los ATIs son instalaciones complementarias en las centrales nucleares que solucionan una situación de almacenamiento, que se diseñan con características técnicas distintas al ATC, y que, además, van a permitir desacoplar el funcionamiento de la central al funcionamiento del ATC de una forma inmediata. La carga de contenedores y el vaciado de piscinas es una

actividad que debe ser gestionada por las instalaciones y, por tanto, dentro de sus capacidades. La construcción de los ATIs permite no tener que estar condicionada a una demanda o a unos requisitos de otra instalación, que tendrá sus propias necesidades operativas.

Por otra parte, para el futuro desmantelamiento de las centrales nucleares serán necesarios los ATIs. Para poder acometer el desmantelamiento, hay una fase importante, que es el vaciado de las piscinas y la gestión del combustible de los últimos núcleos que haya que vaciar de las piscinas en ese momento de forma rápida. Dicho combustible va a tener que pasar unos años en esa instalación ATI antes de poderlo transportar.

Por tanto, se puede concluir que los ATIs son instalaciones necesarias, compatibles, no competidoras y no alternativas, bajo ningún concepto, de lo que es el ATC, que es el concepto y la solución básica que, para la gestión temporal del combustible, está planteada en España.

Como se ha mencionado previamente, existen en España dos tecnologías en cuanto a sistemas de almacenamiento: i) contenedores metálicos de doble propósito (CDP) y ii) contenedores de hormigón con cápsula soldada para su almacenamiento y contenedores metálicos para su transporte (CCS). Además, se cuenta con dos soluciones distintas de dónde disponer estos sistemas de almacenamiento: i) ATIs tipo edificio, como Trillo, y ii) tipo losa, como José Cabrera y Ascó. Las circunstancias de retraso en el ATC y la necesidad de disponer de capacidad de almacenamiento del combustible gastado que se ha ido produciendo, han supuesto la construcción de instalaciones de almacenamiento temporal individualizado en varias centrales nucleares. Así, la situación actual es la siguiente:

- i) En Trillo existe un ATI desde 2002
- ii) En la central de José Cabrera se construyó un ATI para el desmantelamiento y se dotó de un sistema de almacenamiento con cápsulas soldadas
- iii) En Ascó I y II se cuenta con un ATI con solución de cápsulas soldadas y tipo losa
- iv) En Almaraz se ha construido tipo losa y se les va a dotar de contenedores de doble propósito, del cual ya tienen uno y se están realizando las pruebas en frío, para que, próximamente, se pueda hacer la carga de elementos combustibles y empezar su operación (está en las fases finales de licenciamiento)
- v) En Cofrentes se están iniciando los pasos para poder tener un ATI
- vi) En Santa María de Garoña ya se gestionó un ATI, cuando la previsión era la continuación de la operación y hay dos losas. Se adquirieron, también, cinco contenedores de doble propósito metálicos

para esa situación de vuelta en operación. Ahora han cambiado las circunstancias y se está trabajando para ver cómo se va a acometer el futuro desmantelamiento a la mayor brevedad posible.

- vii) Vandellós-II, con una solución de re-racking que ya se está implementando, tiene capacidad hasta 2024, siendo la excepción en cuanto a la construcción de ATIs.

### *Almacén Temporal Centralizado (ATC)*

El ATC es un proyecto que está contemplado desde, prácticamente, el II Plan General de Residuos Radiactivos, en el año 1989. Ha tenido sus diferentes fases y combina, a su vez, múltiples proyectos dentro o múltiples instalaciones. Básicamente tiene tres:

- i) La instalación nuclear propiamente dicha, compuesta por:
  - a. El proceso principal: recepción, celda, bóvedas
  - b. Módulos de Almacenamiento de Residuos Especiales y de Operación, para poder almacenar este tipo de residuo que no pueden ir a El Cabril y que también hay que darles una solución de almacenamiento.
  - c. Un almacén de espera de contenedores, que sería como un ATI del ATC, para tener internamente la capacidad de gestionar y desacoplar lo que sean transportes de centrales de lo que es el propio proceso operativo y el día a día de funcionamiento de la instalación.
  - d. Un laboratorio de combustible gastado y de residuos, que está dentro de la instalación nuclear, aunque, conceptualmente, es parte del Centro Tecnológico.
  - e. Un taller de mantenimiento de contenedores. Todos esos contenedores que van a hacer movimiento de combustible desde las centrales nucleares al ATC tienen que revisarse periódicamente, con unos protocolos.
  - f. Una serie de instalaciones auxiliares.
- ii) Centro Tecnológico, que cuenta con tres laboratorios convencionales que van a permitir acometer desarrollos para luego implementar tanto en la propia instalación ATC como en el futuro AGP u otras instalaciones.
- iii) Un parque empresarial o un vivero de empresas.
- iv) Actuaciones externas: acometidas y accesos.

La disposición del ATC es la que se muestra en la Figura 1. En el lado izquierdo, desde la línea continua roja hacia la izquierda, es la instalación nuclear; el centro, donde se ubican los edificios en amarillo, es el Centro Tecnológico en cuanto a los edificios convencionales, puesto que el laboratorio se encuentra situado dentro de la instalación nuclear; y en la parte derecha se encuentra el vivero de empresas.

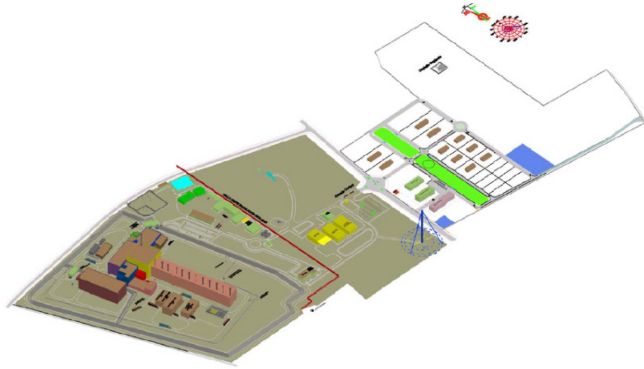


Figura 1: Disposición general del ATC

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 1 se muestran unos inventarios, correspondientes a 40 años de vida. No obstante, el PGRR no fija la vida de las centrales, simplemente toma escenarios para poder trabajar y poder estimar recursos, necesidades y costes. Además, para presentar la documentación de licenciamiento al Consejo de Seguridad Nuclear, necesariamente ha de partirse de una hipótesis, y ésta es la que se ha implementado: el poder gestionar alrededor de 20.000 elementos combustibles.

	TIPOS	CANTIDAD	%
COMBUSTIBLE GASTADO	PWR 14x14 Westinghouse	377 elementos	9 2%
	PWR 17x17 Westinghouse	9.141 elementos	
	PWR 16x16 KWU	1.793 elementos	
	BWR 8x8 GE, SVEA	8.260 elementos	
	Total: 19.608 elementos (~ 6.720 tU equivalente)		
ALTA ACTIVIDAD (REPROCESO VANDELLÓS I)	Residuos alta	cápsulas vidrios CSD-V	8 %
	Residuos media	cápsulas de vidrios tipo CSD-B	
		cápsulas de vidrios tipo CSD-C	
ACTIVIDADES DE DESMANTELAMIENTO	Diversos residuos acondicionados	700 m3	

Tabla 1: Residuos a almacenar

Fuente: elaboración propia

En la Figura 2 se muestra lo que es el proceso de la instalación principal, y el corazón de la instalación es lo que se ve en el centro: el edificio de procesos, donde se tiene un área de preparación de los contenedores con los elementos combustibles que se van a recibir. La solución a implementar es pasar de los contenedores de transporte a unas cápsulas de menor tamaño, que estarán inertizadas con helio, y esas cápsulas se depositan en unos tubos que también serán estancos e inertizados con nitrógeno, todo eso, refrigerado de forma pasiva.

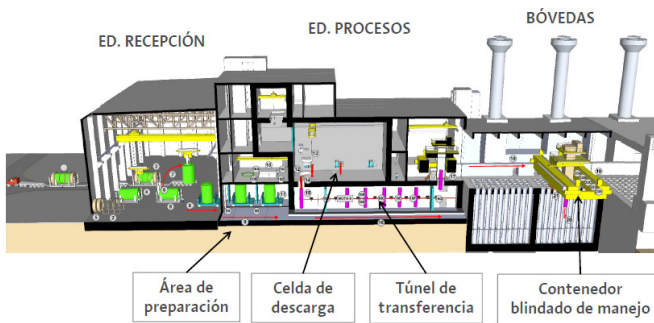


Figura 2: ATC. Proceso principal

Fuente: elaboración propia

De esta manera, en primer lugar, hay que analizar que el transporte ha sido correcto y, por tanto, no ha habido ninguna modificación de las circunstancias desde que ese contenedor salió de la central hasta que se ha recibido. Es decir, se analiza la atmósfera interior de ese contenedor, se desacopla la tapa exterior y se desempaña la tapa interior. Así, ya está en condiciones de acoplarse a las celdas de descarga, que es donde se hacen las operaciones para transferir esos elementos combustibles desde el contenedor a las cápsulas.

Después, las cápsulas, una vez llenas, pasan por el túnel de transferencia. En esa área de la instalación se hacen todas las actividades de inertización de la cápsula, colocación de la tapa, soldadura de la tapa, verificación de la soldadura, y garantizar que la cápsula está en condiciones adecuadas para ser depositada y almacenada temporalmente en las bóvedas de almacenamiento, que se pueden ver en la derecha de la Figura.

La Figura 3 es un esquema de la refrigeración pasiva. El aire circula por convección por una entrada de aire, por la parte exterior de esos tubos donde estarían ubicadas las cápsulas, y sale hacia la chimenea.



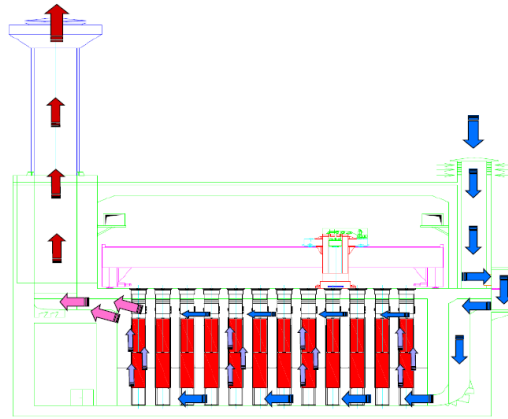


Figura 3: Proceso de refrigeración pasiva  
Fuente: elaboración propia

En las figuras 4 y 5 se muestran unos diseños en 3D de diferentes partes de la instalación: i) la celda de descarga; ii) las bóvedas de almacenamiento; iii) otras instalaciones auxiliares; iv) el almacén de espera de contenedores, muy parecido a Trillo; v) el taller de mantenimiento de contenedores, donde, periódicamente, entrarán los contenedores y se harán limpiezas y descontaminaciones de estos componentes y reparaciones; vi) un esquema de lo que son celdas típicas de laboratorio del combustible nuclear.

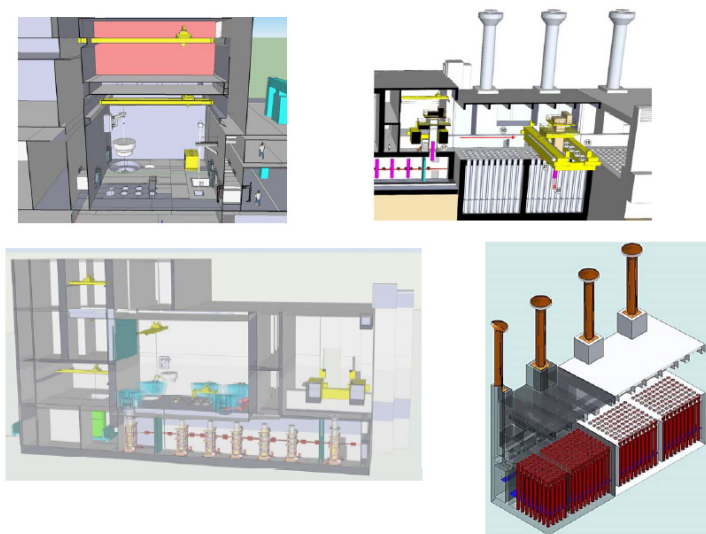


Figura 4: ATC. Diseños en 3D

Fuente: elaboración propia

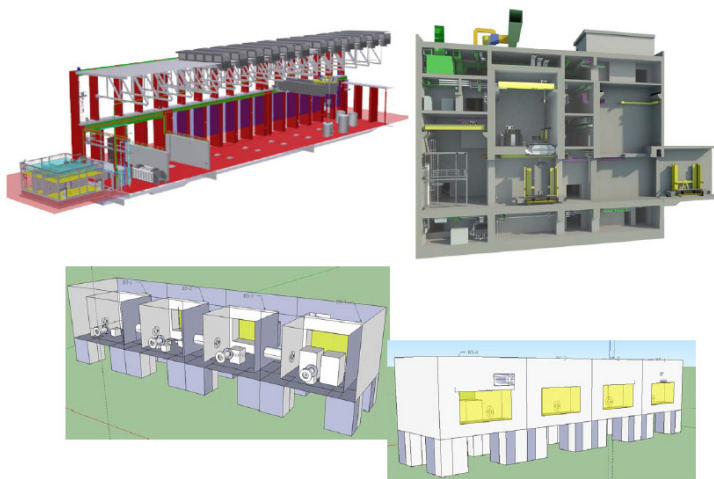


Figura 5: ATC. Diseños en 3D

Fuente: elaboración propia

### ***Principales hitos e hitos de futuro***

Los principales hitos que se han ido acometiendo en cuanto al desarrollo del ATC son los siguientes:

- Apreciación favorablemente del CSN al diseño conceptual en junio de 2006
- 2011. El Consejo de Ministros (30 de diciembre) - Resolución de la S.E. de Energía (BOE 20 enero 2012)
  - o Designa a Villar de Cañas (Cuenca) para el emplazamiento del ATC y su Centro Tecnológico Asociado
  - o Encomienda a la empresa nacional ENRESA la realización del proyecto
  - o Define el proyecto como servicio público esencial
- Adquisición de los terrenos e inicio caracterización en octubre de 2012
- Contratación de Ingenierías Principales en abril de 2013
- Inicio tramitación ambiental en julio de 2013
- Presentación documentación licencia según RINR para A. Emplazamiento y A. construcción en enero de 2014
- Información pública Estudio de Impacto Ambiental en junio de 2014
- Informe favorable del CSN a la A. Emplazamiento en julio de 2015
- Acuerdo del CG de JCCM, iniciar tramite de ampliación espacio protegido Laguna del Hito julio de 2015, 11 octubre de 2016 aprobación de la ZEPA Laguna del Hito
- 18 enero 2017 TS acepta las medidas cautelares de suspensión del acuerdo del CG de JCCM
- Información pública y resolución alegaciones Informe respuesta a la JCCM en noviembre de 2017

Para finalizar, a continuación, se indican los principales hitos de futuro, que es donde se está trabajando intensamente, entregando los requisitos de petición de información adicional que el Consejo ha ido demandando en esta fase de licenciamiento, que es la autorización de construcción:

- 1er semestre 2018 obtención de la A. de Emplazamiento y A. Construcción y DIA
- Inicio de las actividades correspondientes a la A. de Explotación, AEC y ATC
- Inicio de la construcción 1er trimestre 2019
- Puesta en operación, de forma anticipada, el AEC (Almacén de Espera de Contenedores) en junio 2021, para poder ayudar a esta gestión de ATIs y de movimiento de contenedores con las centrales
- Puesta en operación instalación ATC en junio 2024

**CLAUSURA**

---



Julio L. Martínez Martínez

Rector Magnífico de la Universidad Pontificia Comillas

Sras. Y Sres., la Carta Magna de las universidades europeas dice textualmente que “el porvenir de la humanidad depende, en gran medida, del desarrollo cultural, científico y técnico que se forma en esos centros de cultura, conocimiento e investigación que son las auténticas universidades”. Yo lo creo firmemente como rector de una universidad como es la Universidad Pontificia Comillas y, también, como vicepresidente de la Conferencia de Rectores de las Universidades Españolas (CRUE).

Pero pienso que, para que esto no sea retórica hueca, a los dos grandes objetivos de la enseñanza de las profesiones y la investigación científica y la formación de investigadores, hay que sumar, como pidió Ortega, nuestro filósofo, que también fue diputado, un tercer objetivo: que el universitario reciba cultura, lo que él entendía que es “aquello que nos salva del naufragio vital, lo que no nos permite vivir la vida como una tragedia sin sentido o un radical envilecimiento”. Es la tarea radical que, en el origen medieval de las universidades, y este año, que celebramos el 800 aniversario de la fundación de la Universidad de Salamanca, no viene mal recordarlo, constituía el elemento capital de la enseñanza de las universidades.

Lo contrario es que la universidad se convierta o acabe convirtiéndose en diseñadora del profesional y del investigador más competente que nunca, pero también del más inculto. O que acabe concentrándose en ser motor del crecimiento económico y la investigación tecnológica, pero relegando la formación cultural y de valores.

En la deriva que existen en muchos sistemas hacia una fragmentación del saber y a una utilización o instrumentalización tecnocrática del mismo, cultura es ensanchar los horizontes de la racionalidad y reclama no aceptar sin más que los interrogantes más propiamente humanos queden desplazados al ámbito de la subjetividad por no encontrar espacio en el terreno de la razón, dominada por la ciencia y la técnica.

Es, también, a mi juicio, no ningunear la verdad. Y esto quiero decirlo bien claro en un momento en que parece que, a veces, lo que más importa es

saber hacer ruido para generar emociones y ganar seguidores en las redes, aunque lo que se haga circular no tenga nada que ver con la realidad de los hechos. Creo que jornadas como ésta son un ejercicio importante para buscar la verdad en medida de nuestra limitación humana, pero para buscar la verdad hay que estar dispuesto a abrirse a la realidad, a dejar que los hechos hablen. Por supuesto, los hechos los elaboramos, pero los hechos tenemos que, para buscar la verdad, no manipularlos ni tergiversarlos.

La mentira y la ganga aniquilan la cultura. Por eso, más que nunca, la universidad debe consistir, frente a esos desplazamientos, en provocar la cuestión por la verdad en sentido pleno y en redescubrir constantemente el poder de la palabra y la amplitud de la razón.

Junto con la formación de profesionales y la formación cultural, la universidad tiene que ser generadora de conocimiento. Y, por tanto, en momentos como éstos, de una era de cambio muy profundo, donde las empresas pueden verse impelidas ante la obtención de resultados a corto plazo, la universidad debe impulsar la investigación y el desarrollo de posibles estrategias energéticas, también, como han tratado durante esta jornada, que debe seguir el país.

Desde la Universidad Pontificia Comillas, en ICAI, que es nuestra parte de ingenierías, una de las prioridades en las que trabajamos desde las distintas cátedras tecnológicas que tenemos, es en conseguir un mix energético sostenible en todos los aspectos: económico, tecnológico, político, social, humano. Además, se ha realizado una labor constante e intensa de concienciación y divulgación en todos los aspectos relacionados con la energía, colaborando, en la medida de nuestras posibilidades, con las principales empresas y organismos del sector, mediante mesas redondas, seminarios, aulas de tecnologías, jornadas, participaciones en congresos, publicaciones, etc.

Y, en estos últimos años, la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas, que dirige la Profesora Moratilla, nos hemos propuesto impulsar y divulgar el conocimiento de las diferentes posibilidades tecnológicas en la gestión del combustible nuclear usado, porque nos parece que dar una solución a la gestión de este combustible es una puerta para la aceptación social de esa energía, si tiene que ser así, y porque el debate que hoy nos ocupa no es elegir tanto entre energía nuclear sí o no, sino en que un país como España, que ya tiene centrales en funcionamiento, debe dar una solución al tratamiento de los residuos que inevitablemente se generan y se seguirán generando.

Un ejemplo de esta propuesta es el seminario que hoy han celebrado, que es el tercero realizado en esta sede parlamentaria, con la idea de dar a conocer las opciones que hoy en día se utilizan en diversas partes del mundo, tanto a nivel europeo, como extracomunitario.

Muchas gracias por favorecer esta iniciativa y muchas gracias, también, por contar con nosotros y por su atención a mis palabras.

## Fernando Castelló Boronat

Consejero del Consejo de Seguridad Nuclear

Muchísimas gracias y muy buenas tardes a todos.

En primer lugar, por supuesto, agradecer a la Asociación de ex Diputados y ex Senadores, a la Universidad de Comillas y al Instituto de Ingeniería de España, la invitación que cursó al Consejo para participar en esta clausura y, en este caso, que el Consejo me haya designado para estar hoy aquí en un Congreso de los Diputados, que me trae muy buenos recuerdos, en el que tengo muy buenos amigos y al que siempre es un placer asistir.

Desde el punto de vista del Consejo, voy a intentar hacer un breve relato de las cuestiones que, en esta mañana, en este tercer seminario se han ido tratando, que creo que son muy trascendentes y que, sin duda, en un futuro inmediato, han de tener algunas respuestas concretas. Creo que es muy bueno que se hagan este tipo de jornadas, sobre todo para que, los que no están inmersos diariamente en dichas cuestiones y tienen capacidad de decisión (estoy hablando, fundamentalmente, de los parlamentarios) conozcan algo más, o mejor, cuáles son los entresijos desde el punto de vista técnico.

No tenía intención de entrar, y me hubiera gustado, en el debate con la mesa anterior, la de los parlamentarios, porque es obvio que no es mi papel en absoluto como consejero del CSN. Y, fiel al compromiso que adquirí en este Congreso de los Diputados en la comparecencia para el nombramiento como consejero del Consejo de Seguridad Nuclear, tanto en el 2012 como después en el 2013, debo mantener esa independencia y esa autonomía que tiene el Consejo por ley, y que yo me creo, en esa misión que tiene el Consejo y en el trabajo que hacemos diariamente y no hacer política en o desde el Consejo.

Por eso, aunque no deba entrar, sí hay una cuestión que quería comentar, ya que afecta en general a la credibilidad de la institución, que ha salido aquí, esta mañana y que viene, desde hace tiempo apareciendo en los medios de comunicación y oyéndose a algunos agentes externos a lo que es el propio Consejo e, incluso, alguno interno. Es la famosa supuesta politización



del Consejo, en este caso, la petición de despolitización. No voy a decir nada sobre cómo modificar o no, en la normativa, el procedimiento para el nombramiento de los consejeros del Consejo, para nada. Pero sí que voy a decir que es absolutamente falso el mensaje sobre la politización del Consejo. Radicalmente falso. Como no podía ser de otra manera. Y que, cuando se habla de esta politización, creo que alguno debe hacer una reflexión, especialmente desde ciertos ámbitos políticos, que, por intereses concretos, totalmente ajenos al buen funcionamiento del regulador, se está trasladando ese mensaje de que hay politización en el Consejo. Eso es falso y eso es como decir que, aquellos que fuimos nombrados para esa responsabilidad y bajo una normativa de este propio Congreso de los Diputados, no estamos haciendo el trabajo que se nos ha encomendado. Con lo cual, con eso, no digo nada más.

Y añadir algo más, sobre la acusación al Consejo de una decisión política en un tema trascendente e importante, que es la licencia o el informe sobre la renovación de la autorización de Santa María de Garoña. Radicalmente falso también. Y, desde luego, creo que es muy duro oír esas palabras de que haya sido una decisión política la que ha resuelto ese expediente. Simplemente quiero destacar que eso, o se hace por desconocimiento, lo que desde el punto de vista de alguien que ostenta representación en este Congreso de los Diputados, es grave; o se hace por otros intereses, lo que creo que aún es más grave.

La decisión del Consejo se explicó en su momento, está basada en los informes técnicos que se elaboraron durante tres años. Una exhaustiva evaluación técnica que soportaba el dictamen que aprobó el Pleno en su momento, sin ninguna injerencia política. Es más, hago referencia a algo que quizás se desconoce y que algunos de aquí sí conocen y bien. Fue, precisamente, el pleno del Consejo en ese proceso de tres años, en ese expediente, el que incluso lo que hizo fue requerir más exigencias de las que, en principio, los técnicos nos señalaban como suficientes, es decir elevar la dificultad de pasar favorablemente la evaluación. Y técnicamente la evaluación fue favorable, eso sí con condiciones que, en su caso debían de cumplirse para poder volver a operación.

Bien, dicho todo eso, decirles, como creo que bien saben, que el Consejo no entra, en absoluto, en consideraciones, ni debe, de política energética, ni tampoco en algo que es muy importante que se ha tratado en estas jornadas, esta mañana, en la elaboración del Plan General de Residuos Radiactivos. Sí que es verdad que, desde el nuevo Real Decreto sobre la gestión segura del combustible de 2014, tenemos una participación al final, con el informe del Consejo, pero el PGRR forma parte de la política energética y el Consejo, evidentemente, no tiene nada que decir, sobre cuándo y cómo se aborda.

Yendo ya a lo que nos ocupa esta mañana, ese Real Decreto, es la norma de referencia en cuanto a la gestión del combustible nuclear gastado, desde

el año 2014, como consecuencia de una Directiva, y es uno de los elementos clave para la gestión de los residuos.

Quería hacer una brevísima relación de aquellas cuestiones que se han visto esta mañana y que, desde el punto de vista del Consejo, creo que es interesante que se sepan. Creo que la mayoría lo conocen, pero por si acaso. Es muy importante, en el contexto de la gestión de residuos, la operación a largo plazo. En este sentido, trasladarles que, desde el año 2001, el Consejo de Seguridad Nuclear viene trabajando en la revisión del marco regulador para la operación a largo plazo de las centrales, porque desde este punto de vista, el Consejo de Seguridad Nuclear tiene que estar preparado ante los posibles escenarios que se pueden producir o que se deben de poder producir y que, en su caso, dependen de decisiones de política energética.

En ese sentido, en el Consejo se han venido elaborando, aprobando y actualizando normativa en la que se especifican los requerimientos a todas las centrales nucleares, a los titulares, para, en su momento, evaluar la seguridad de las instalaciones. Por ejemplo, la RPS, la Revisión Periódica de Seguridad, o los PIEGE, que son los Planes Integrados de Evaluación y Gestión del Envejecimiento.

Y, hay que decirlo claramente, y, además, de manera contundente, que creo que disponemos de una normativa actualizada, que es coherente con el entorno y, desde luego, de las más exigentes en regulación a nivel internacional, especialmente por varias razones. Una, porque en Consejo de Seguridad Nuclear participa en el grupo de reguladores europeo. Además, en esa normativa se ha incluido, en la actualización, las mejoras correspondientes a las lecciones aprendidas de Fukushima. Y, también, se le han venido requiriendo a las centrales nucleares en estos últimos 20 años la incorporación de todas las medidas para adecuar la explotación de las centrales nucleares a los nuevos requisitos nacionales de seguridad nuclear y protección radiológica y a la normativa del país de origen, cosa que es muy importante que se sepa, ya que, en su momento, en esa normativa no se recogían normas de licencia. Es un proceso que normalmente se denomina como NAC (Normativa de Aplicación Condicionada), teniendo los titulares la obligación de haber ido realizando todo ese análisis, conjuntamente con las revisiones periódicas de seguridad y que, como mínimo, se debe realizar cada 10 años, que se viene asociando a la solicitud de renovación.

En lo que se refiera a la parte del almacenamiento, ya se ha comentado y no voy a extenderme en ello; pero sí quiero comentar que los Almacenes Temporales Individualizados, los ATIs, evidentemente van conforme al reglamento de instalaciones nucleares y radiactivas, pero como modificación de diseño. Es decir, no son una instalación nuclear aparte, y, al tratarse de una modificación de diseño, implica obras significativas para su licenciamiento, que normalmente viene en dos etapas al Consejo: una primera, que es la de modificación de diseño y la autorización de esa modificación, y otra posterior, que es la solicitud de ejecución y montaje.

En cuanto a los contenedores, que yo creo que también es una parte fundamental en este proceso, como ya se ha comentado, en este momento tenemos en el Consejo del orden de 10 modelos diferentes de contenedores en diferentes fases, evidentemente, sobre algunos ya se ha evaluado su diseño. Sin duda es un trabajo importante y que conlleva una carga de trabajo que se va a ver incrementada en el futuro al Consejo.

Para finalizar, quería hacer una mención especial al ATC, haciendo algún comentario y alguna consideración, ya que está en estos momentos en el Consejo en pleno proceso de evaluación de la autorización de construcción. Como todos bien saben, en el 2014, ENRESA nos presentó, a través del Ministerio la solicitud de la autorización previa y de la construcción. Lo podía presentar a la vez, porque así se lo permite el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiológicas. El Consejo, en ese momento, evaluó si era conveniente acometer el proceso de evaluación de las dos solicitudes a la par. Al final, se decidió que, desde el punto de vista técnico, era prácticamente imposible hacer las dos a la vez, y por eso primero se evaluó la previa y, posteriormente, en estos momentos, la de construcción.

Sí quería decirles que, en el 13 ya, cuando se venía trabajando con ENRESA en un proceso de interacción de cara a la presentación de esas solicitudes, el Consejo tomó una decisión, yo creo que importante y trascendente para este proyecto, y es que diseñó, desde el pleno, un modelo de gestión del proyecto ATC diferente a lo que, en principio, era cualquier otro proyecto de licenciamiento en el Consejo. El Consejo había estado muchos años sin licenciar una instalación nuclear, evidentemente, desde las autorizaciones de las centrales nucleares, y porque, además, era novedoso y requería una coordinación especial y específica, se consideró oportuno que hubiera un coordinador y un coordinador adjunto de ese proyecto y, además, una metodología específica para ese proceso, en el que pudiéramos, en muchos de los casos, no esperar a resolver las cuestiones en función de cómo iban viniendo, y si había procesos que se podían ir resolviendo en paralelo agilizar la evaluación, entre otros motivos y por eso se decidió que era conveniente ese nuevo enfoque que se le dio.

En ese sentido, dos cosas. Uno, en cuanto a la autorización previa, que ha habido mucho revuelo en cierto momento y que el Consejo evacuó el informe favorable en julio de 2015, decir que, desde el Consejo, porque se ha comentado esta mañana también, está ahí la resolución, el informe del Consejo, de momento no hay aun decisión administrativa por parte del Ministerio. Pero sí decir algo que es importante: saber lo que es una autorización previa. Yo creo que muchos lo saben, pero es importante decirlo. En la autorización previa lo que se analiza es si está justificado el proyecto, y desde luego lo estaba, y lo más importante, se evalúa la idoneidad del emplazamiento. Lo que ocurre es que con la idoneidad del emplazamiento tenemos lo mismo que esta mañana he oído, creo que ha sido a Yolanda Moratilla, el problema sobre la utilización del lenguaje. La idoneidad no es

lo que en términos coloquiales entendemos como idóneo, como lo mejor. La idoneidad del emplazamiento conlleva el ver o el saber, el evaluar, que es lo que hicieron los técnicos, si los terrenos donde va y el diseño que está previsto todo, es idóneo. Que no quiere decir que sea el mejor, sino que quiere decir que no haya ningún elemento en el terreno, en su suelo, que sea excluyente. Que no haya ningún fenómeno que impida un diseño estructural en esa ubicación. Para que sea idóneo en términos de seguridad nuclear es imprescindible que se descarten fenómenos excluyentes.

Y eso es lo que en la autorización previa se determina. No hay ningún fenómeno excluyente. Sí es verdad que surgieron algunos tipos de considerandos, pero lo único que hace el Consejo es decir que el diseño que se tiene que presentar en lo que se está evaluando ahora, que es la autorización de construcción, debe de ser adecuado a esos terrenos, a esos suelos, que hay en esa ubicación. Ni más ni menos. Lo que pasa es que hay gente que utiliza todas estas cosas con un punto de vista muy particular, con elementos que no deberían de utilizarse, y con una clara intención que esta fuera de los criterios de seguridad que se consideran en el consejo.

En este momento estamos en lo que puede ser el proceso final de la evaluación de la autorización de construcción. No les puedo adelantar cuándo va a estar, porque estará en función de las respuestas de ENRESA a lo que son las peticiones de información adicional, que se está resolviendo, la cuarta petición de información adicional, y hay una quinta, también, que tiene que resolver ENRESA y, sobre todo, la revisión final 1 y la revisión final 2 de lo que es el estudio preliminar de seguridad.

Y, aquí, también una consideración, porque es el estudio preliminar de seguridad. He oído, también fuera del Consejo, parece ser que hay gente que espera que se tenga el estudio de seguridad en este momento, sin saber que un estudio preliminar de seguridad es una cosa y el estudio de seguridad será otra y que, por lo tanto, para determinar ese estudio preliminar de seguridad hay muchos requisitos, muchas circunstancias que es lo más importante de cara al Consejo. Pero no se puede pretender tener el final al principio, porque sería absolutamente imposible. Es más, como la mayoría de los que están aquí son técnicos, ingenieros, saben perfectamente lo que es eso, y saben que no se puede, en un proyecto, hacer la ingeniería de detalle antes de. Primero tendrá usted un proyecto diseñado y después, a medida que va avanzando, se tendrá que hacer la ingeniería de detalle, avanzar en su desarrollo y con ello tendremos, en su momento, el estudio de seguridad.

Bueno, este tipo de consideraciones que hacen que, cuando se utilizan estos elementos fuera, y digamos con objetivos políticos, trasladan un mensaje que es nefasto de cara a la opinión pública. ¿Y por qué es nefasto? Porque una de las consideraciones, yo creo que, más importantes que debe tener el Consejo como regulador, y todo el mundo, pensara como pensara, desde el punto de vista político, debería conservar, es la confianza en el organismo

regulador. Lo que pasa es que aquí algunos lo que pretenden, como están en otras cosas, es minar la confianza en el organismo regulador, y así resulta que también consiguen otros propósitos con más rapidez.

Por lo tanto y, ahora sí, para finalizar, creo que es muy importante destacar la clara vinculación de las diversas etapas de la gestión del combustible gastado y los residuos, la integración de todas las etapas de la gestión y decirles que, tanto para el CSN como para el sector, va a ser muy importante este próximo año 2018, porque todo el marco regulador del ámbito nuclear va a estar bajo la supervisión de una misión de la Organización Internacional de la Energía Atómica: una misión IRSS y también una misión ARTEMIS, donde no solamente se va a revisar si el marco regulador y que el organismo regulador cumple con todos los requisitos internacionales de seguridad, sino también los diferentes actores, en este caso la Administración española, la Administración Pública, el Ministerio, ENRESA. Estoy convencido de que va a salir España, en este sentido, muy bien de esa misión. Pero es importante resaltar que la tendremos en el año 2018.

Agradecerles mucho su atención, la asistencia a estas jornadas, sobre todo a los organizadores. No me voy a extender más, porque, ya con la hora que es, seguro que no iba a ser de su agrado que alargara esta sesión de clausura.

Muchísimas gracias.



