



*ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)*

*INGENIERÍA INDUSTRIAL*

# **Optimización para una gestión eficiente del combustible nuclear usado en el caso español**

Autor: José Manuel Vidal Bernárdez

Director: B. Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Mayo, 2016

## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

El autor D. José Manuel Vidal Bernárdez DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: OPTIMIZACIÓN PARA UNA GESTIÓN EFICIENTE DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR USADO EN EL CASO ESPAÑOL, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### ***3º. Condiciones de la cesión y acceso***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### ***4º. Derechos del autor.***

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### ***5º. Deberes del autor.***

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 31 de Mayo de 2016

ACEPTA

Fdo.  .....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
OPTIMIZACIÓN PARA UNA GESTIÓN EFICIENTE DEL COMBUSTIBLE  
NUCLEAR USADO EN EL CASO ESPAÑOL

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2015-2016 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es  
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: José Manuel Vidal Bernárdez

Fecha: 31 / 05 / 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: B. Yolanda Moratilla Soria

Fecha: 31 / 05 / 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: ..... / ..... / .....



*ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)*

*INGENIERÍA INDUSTRIAL*

# **Optimización para una gestión eficiente del combustible nuclear usado en el caso español**

Autor: José Manuel Vidal Bernárdez

Director: B. Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Mayo, 2016

## ÍNDICE

Resumen del proyecto .....	vi
Project Abstract.....	xii
<b>1) Introducción a la energía nuclear .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1) Historia.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2) Energía nuclear .....</b>	<b>5</b>
<b>1.3) Procesos nucleares .....</b>	<b>10</b>
1.3.1) Fisión nuclear .....	10
1.3.2) Fusión nuclear .....	15
<b>2) Estado del arte.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1) Centrales .....</b>	<b>19</b>
2.1.1) Definición.....	19
2.1.2) Tipos de centrales nucleares .....	21
<b>2.2) Residuos .....</b>	<b>29</b>
2.2.1) Definición.....	29
2.2.2) Clasificación .....	30
2.2.3) Importancia de la gestión de los residuos .....	31
<b>3) Gestión de los residuos .....</b>	<b>36</b>
<b>3.1) Ciclo abierto .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2) Ciclo cerrado .....</b>	<b>37</b>
<b>3.3) Estudios previos .....</b>	<b>42</b>
<b>4) Situación española.....</b>	<b>44</b>
<b>4.1) Introducción .....</b>	<b>44</b>
<b>4.2) Análisis .....</b>	<b>48</b>
<b>4.3) Planteamiento del problema .....</b>	<b>49</b>

<b>5) Cálculos .....</b>	<b>55</b>
<b>5.1) Estimación de costes de los ciclos abierto y cerrado.....</b>	<b>56</b>
<b>5.1.1) Coste de gestión Front-End.....</b>	<b>56</b>
<b>5.1.2) Coste de gestión Back-End.....</b>	<b>63</b>
<b>5.1.3) Recopilación de costes de gestión .....</b>	<b>70</b>
<b>5.2) Aplicación ideal de las diferentes políticas de gestión .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.1) Coste del ciclo abierto aplicado al caso español .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.2) Coste del ciclo cerrado aplicado al caso español.....</b>	<b>75</b>
<b>5.2.3) Optimización de costes de la opción mixta .....</b>	<b>76</b>
<b>5.3) Aplicación real de las diferentes políticas de gestión.....</b>	<b>81</b>
<b>6) Conclusiones .....</b>	<b>86</b>

## Índice de tablas

Tabla 1 – Elementos más comunes de la corteza terrestre .....	6
Tabla 2 – Distribución mundial de los reactores nucleares .....	28
Tabla 3 – Composición del combustible nuclear extraído. Fuente: [10].....	39
Tabla 4 – Capacidad mundial de reprocesado. Fuente: [10].....	40
Tabla 5 – Centrales nucleares en operación en España. Fuente: [32] .....	45
Tabla 6 – Extrapolación del combustible nuclear gastado acumulado en las centrales nucleares españolas. Fuente: [5].....	50
Tabla 7 – Tasas para el ciclo abierto .....	51
Tabla 8 – Tasas para el ciclo cerrado.....	51
Tabla 9 – Tasas de interés para el estudio económico .....	61
Tabla 10 – Desglose de costes del Front-End.....	62
Tabla 11 – Desglose de costes del Back-End para el ciclo abierto .....	65
Tabla 12 – Desglose de costes del Back-End para el ciclo cerrado .....	69
Tabla 13 – Comparativa de costes del ciclo abierto y cerrado.....	70
Tabla 14 – Residuos generados en el parque nuclear español .....	73
Tabla 15 – Valor actual neto de los costes para el caso ideal de ciclo abierto .....	74
Tabla 16 – Valor actual neto de los costes para el caso ideal de ciclo cerrado .....	76
Tabla 17 – Comparativa de costes en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado .....	78
Tabla 18 – Comparativa de costes del ciclo abierto y cerrado en el caso real.....	81
Tabla 19 – Comparativa de los valores actuales de los flujos de caja en el caso real e ideal .....	84

## Índice de figuras

Figura 1 – Primera explosión nuclear, desierto de Alamogordo (Nuevo México). Fuente: New York Times.....	2
Figura 2 – Central de Calder Hall, Reino Unido. Fuente: The Guardian .....	3
Figura 3 – Estructura del átomo. Fuente: [1] .....	6
Figura 4 – Grado de penetración de cada tipo de radiación. Fuente: Elaboración propia .....	8
Figura 5 – Radiación alfa. Fuente: Elaboración propia.....	8
Figura 6 – Radiación beta. Fuente: Elaboración propia .....	9
Figura 7 – Radiación gamma. Fuente: Elaboración propia.....	9
Figura 8 – Distribución probabilística de productos de fisión. Fuente: [2] .....	11
Figura 9 – Descomposición del Uranio-235. Fuente: [3] .....	11
Figura 10 – Sección de un reactor nuclear. Fuente [3] .....	13
Figura 11 – Ilustración del proceso realizado en un reactor nuclear. Fuente: [3] .....	14
Figura 12 - Interacción en una fusión nuclear. Fuente: Elaboración propia .....	15
Figura 13 – Fusión nuclear de isótopos de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia .....	16
Figura 14 – Emplazamiento de Cadarache, Francia. Fuente: El Mundo .....	18
Figura 15 – Ciclo de Rankine Nuclear. Fuente: Elaboración propia .....	19
Figura 16 – Reactor PWR. Fuente: Elaboración propia .....	21
Figura 17 - Reactor BWR. Fuente: Elaboración propia.....	22
Figura 18 – Composición del agua pesada. Fuente: [3] .....	24
Figura 19 – Reactor CANDU. Fuente: Elaboración propia.....	24
Figura 20 – Reactor AGR. Fuente: Elaboración propia .....	25
Figura 21 – Reactor RBMK. Fuente: Elaboración propia .....	26
Figura 22 – Clasificación de los residuos nucleares. Fuente: Adaptación basada en [6] .....	31
Figura 23 – Piscina de central nuclear. Fuente: [7] .....	33
Figura 24 – Esquema del futuro ATC español. Fuente: [7].....	34
Figura 25 – Representación del AGP de Finlandia. Fuente: [8].....	35



Figura 26 – Proceso de ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 27 – Proceso de ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia.....	37
Figura 28 – Comparativa de las fases del ciclo abierto y el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	38
Figura 29 – Opciones de gestión del combustible nuclear gastado. Fuente: [9] .....	39
Figura 30 – Proceso PUREX. Fuente: [11].....	41
Figura 31 – Flujos de masa del combustible reprocesado. Fuente: [12] .....	41
Figura 32 – Distribución del parque nuclear español. Fuente: Adaptación basada en [7] .....	46
Figura 33 – Mix energético español. Fuente: REE.....	48
Figura 34 – Cronograma de la vida útil de las centrales nucleares españolas. Fuente: [5] .....	52
Figura 35 – Cronograma de la vida útil de las centrales nucleares españolas extendido. . Fuente: Elaboración propia .....	53
Figura 36 – Secuencia temporal de la primera parte del ciclo del combustible. Fuente: Elaboración propia .....	56
Figura 37 – Evolución del precio del uranio natural desde 1982 hasta 2012. Fuente: [38].....	57
Figura 38 – Muestra de yellowcake. Fuente: The Guardian .....	58
Figura 39 – Evolución del precio por servicios de enriquecimiento (SWU) entre 1985 y 2012. Fuente: [38].....	59
Figura 40 – Composición de un elemento combustible. Fuente: [7] .....	60
Figura 41 – Flujo de masas para la obtención de 1 kg de combustible UOX a partir de uranio natural. Fuente: [12] .....	61
Figura 42 – Secuencia temporal de la segunda fase para el ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia .....	63
Figura 43 – Tendencia de costes del ciclo abierto. Fuente: [36].....	65
Figura 44 – Secuencia temporal de la segunda fase para el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	66
Figura 45 – Tendencia de costes del reprocesado. Fuente: [36] .....	68
Figura 46 – Distribución de costes para el ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia.....	71
Figura 47 – Distribución de costes para el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	71
Figura 48 – Flujos de caja de los costes totales de gestión para el caso ideal del ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia .....	73
Figura 49 – Flujos de caja de los costes totales para el caso ideal del ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia .....	74
Figura 50 – Flujos de caja de los costes totales de gestión para el caso ideal del ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	75
Figura 51 – Flujos de caja de los costes totales para el caso ideal del ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia .....	76
Figura 52 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales de gestión en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	77
Figura 53 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia .....	78
Figura 54 – Coste total de gestión en función del porcentaje de reprocesado para el caso ideal. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 55 – Coste total en función del porcentaje de reprocesado para el caso ideal. Fuente: Elaboración propia .....	80
Figura 56 – Distribución de costes para el ciclo abierto real. Fuente: Elaboración propia.....	82
Figura 57 – Distribución de costes para el ciclo cerrado real. Fuente: Elaboración propia.....	82
Figura 58 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales de gestión del caso ideal vs caso real. Fuente: Elaboración propia.....	83
Figura 59 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales del caso ideal vs caso real. Fuente: Elaboración propia .....	83

Figura 60 – Coste total de gestión en función del porcentaje de reprocesado para el caso real.  
Fuente: Elaboración propia ..... 84

Figura 61 – Coste total en función del porcentaje de reprocesado para el caso real. Fuente:  
Elaboración propia ..... 85

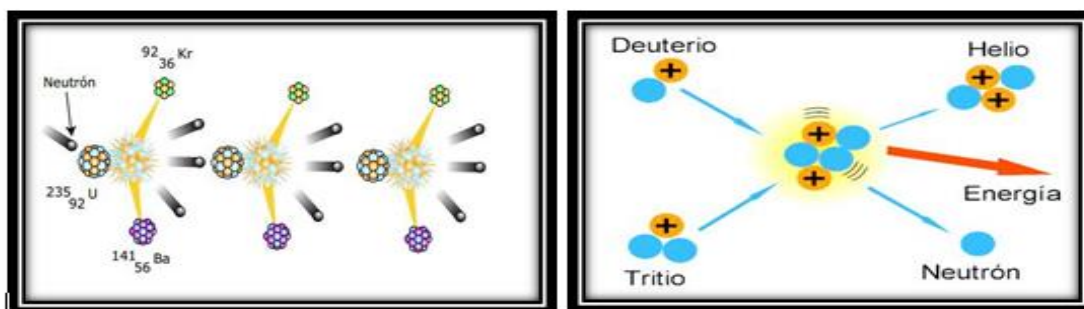
# Resumen del proyecto

- **Introducción**

En la actualidad, la energía nuclear se ha posicionado como una de las fuentes de energía más fiables y con un coste de generación de energía más bajo. Características que hacen que su extensión sea cada vez mayor por países que persiguen el objetivo de tener un sistema eléctrico cada vez mayor para abastecer todas las demandas que estos tiempos requieren.

Es innegable el crecimiento de las energías renovables y de las ventajas que éstas ofrecerán, si bien es verdad que aún son tecnologías en proceso de investigación y que no presentan las ventajas que la energía nuclear ofrece y que hacen que esta energía sea perfecta como base de cualquier mix energético para los países.

Esta energía se obtiene mediante dos procesos conceptualmente muy diferentes, fisión o fusión nuclear, como se muestra en la figura\_R i. Siendo el primero el método clásico y con mayor desarrollo y el segundo la opción que se perfila como la energía del futuro. No obstante, aún se encuentra en una fase de experimentación y desarrollo, pero actualmente ya hay grandes proyectos de investigación en torno a ella.



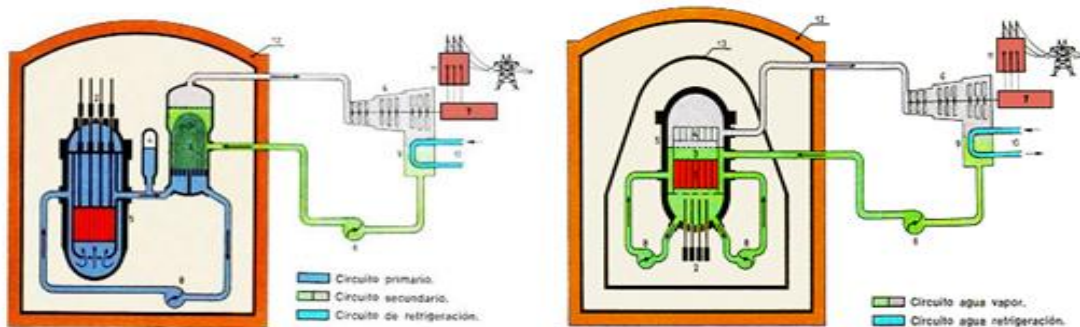
Figura\_R i – Fisión vs Fusión nuclear

El análisis realizado en este proyecto atañe a la energía generada mediante procesos de fisión nuclear y a la gestión de los residuos generados en ésta. Por lo que en adelante nos centraremos exclusivamente en lo relacionado con este proceso.

La conversión de la energía, originada en las reacciones nucleares, a energía eléctrica tiene lugar en grandes instalaciones industriales con dicho propósito, conocidas como centrales nucleares.

Existen distintos tipos de centrales que se clasifican según el reactor nuclear: Los reactores que existen en el mundo son: De agua presurizada (PWR), de agua en ebullición (BWR), de agua pesada presurizada (PHWR), refrigerados por gas (AGR), de agua ligera con moderador de grafito (RBMK) o reactores rápidos (FNR).

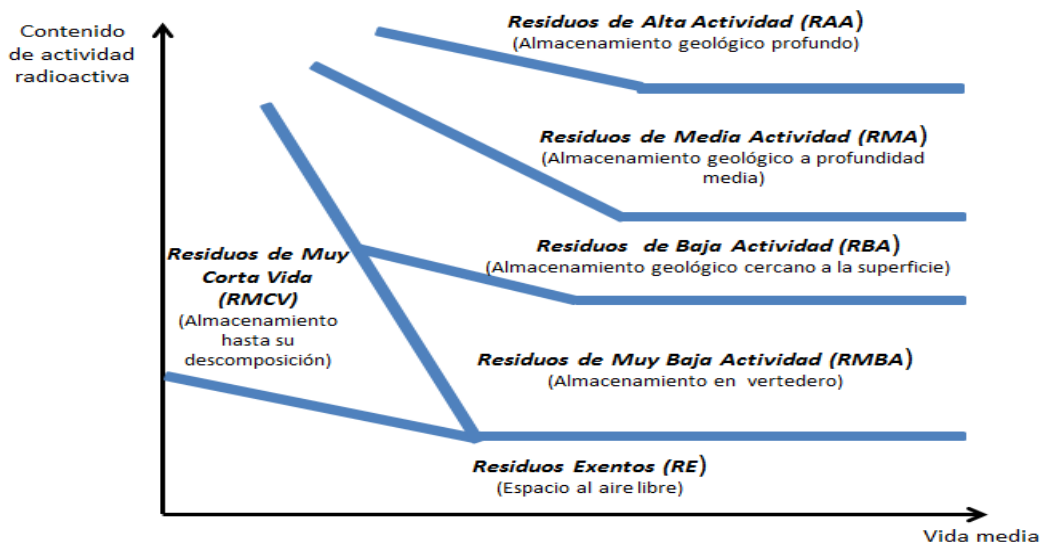
Siendo los PWR y los BWR los más extendidos en el parque nuclear mundial. Se muestra a continuación, figura\_R ii, los esquemas que caracterizan estas centrales.



Figura\_R ii – Centrales con reactor PWR (izquierda) y BWR (derecha)

En cualquier caso, se observa que este tipo de energía presenta una oportunidad fantástica para completar el abastecimiento energético de cualquier país. Sin embargo, dentro de sus numerosas ventajas: Bajo coste de producción, contribución a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y estabilización del sistema eléctrico. Es también destacable el hecho de que se encuentran inconvenientes, como la falta de aceptación social y la generación de residuos nucleares.

En la figura\_R iii se muestra, la clasificación de los residuos nucleares centrándose este proyecto en la gestión de residuos de alta actividad.



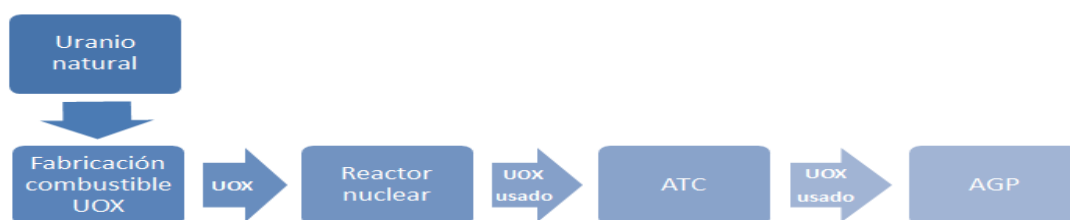
Figura\_R iii – Clasificación de los residuos nucleares

- **Metodología**

La política de gestión de los residuos así como su almacenamiento definitivo será de vital importancia para cualquier país que quiera contar con esta fuente de generación de energía. Por tanto, son factores indispensables para la política energética en España, y otros países, para conseguir un desarrollo sostenible, tanto social como medioambiental.

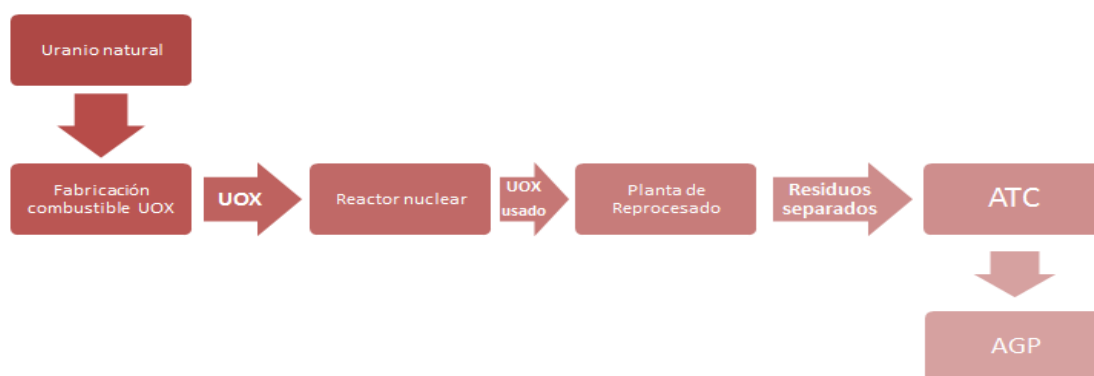
A nivel global, se han desarrollado dos políticas de gestión de residuos, el ciclo abierto y el ciclo cerrado. Ambas alternativas presentan una fase común de la gestión de residuos, conocida como *Front-End*. Y otra en la que difieren, llamada *Back-End*.

Las fases que comprende el ciclo abierto completo se recogen en la figura\_R iv.



**Figura\_R iv – Esquema ciclo abierto**

Mientras que las fases del ciclo cerrado se muestran en la figura\_R v.



**Figura\_R v – Esquema ciclo cerrado**

Como se ve contrastando ambos procesos, la diferencia principal radica en el reprocesado. Proceso por el cual se aprovechan los materiales fisiles del residuo, mejorando la eficiencia del proceso y reduciendo el desperdicio de materia prima. Independientemente de la elección de una alternativa u otra, será necesario su almacenamiento temporal y definitivo.

Por todo ello, se hace indispensable la adopción de una estrategia por parte de los países, bien sea una política de ciclo abierto, cerrado o una solución mixta. Esta última será objeto de interés en este proyecto, en la cual se buscará una combinación de ambas opciones para tratar de aprovechar las ventajas de ambos procesos.

- **Resultados**

El objetivo de calcular el coste total para las dos alternativas básicas de gestión del combustible UOX que se genera en España. Servirá posteriormente para evaluar la posibilidad de una solución mixta. Con todo ello, se desea estar en disposición de la información suficiente para determinar la política de gestión que mejor se adapte a la situación española.

El planteamiento del problema para el caso español hace necesario: La estimación de la cantidad de combustible UOX a gestionar, la vida útil de las centrales nucleares españolas, y la información económica y fiscal referente a las distintas alternativas.

Para los cálculos económicos, la primera parte del ciclo, *Front-End*, abarca desde que el uranio es extraído de la mina hasta que es introducido en el reactor para la producción de energía. Estableciendo los distintos gastos y las tasas respectivas, se obtiene un coste de **2.006,05 €<sub>2016</sub>/kgUOX**.

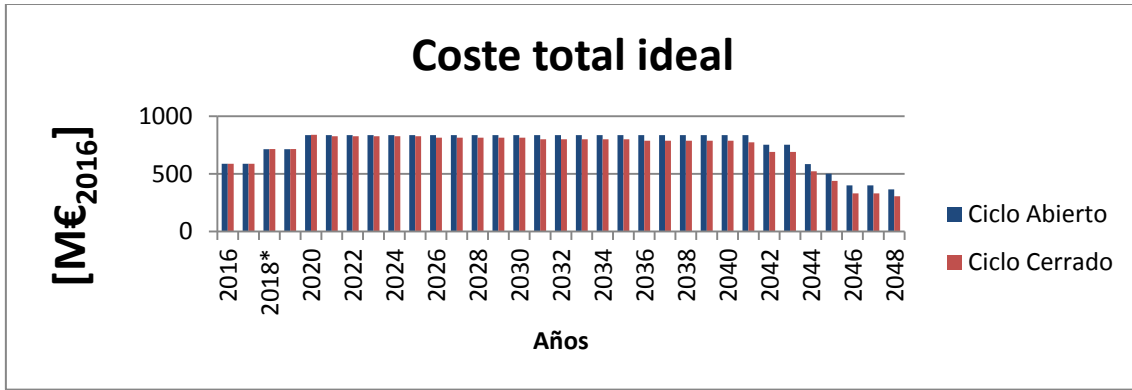
Posteriormente, la segunda fase del ciclo, *Back-End*, es característica de cada política de gestión ya que el tratamiento que recibe el combustible gastado es muy distinto. Siendo por tanto esta segunda fase la que determine las diferencias de coste entre una política y la otra.

En esta etapa, el ciclo abierto se establece un coste total es de **800,43 €<sub>2016</sub>/kgUOX**. Mientras que el ciclo cerrado presenta un coste total de **881,02 €<sub>2016</sub>/kgUOX**. Información que queda recogida en la tabla\_R i.

Tabla\_R i - Costes unitarios del Front-End y el Back-End

<b>Coste de gestión unitario <math>C_T</math> [<math>\\$/_{2016}/kgUOX</math>]</b>			
		<b>Ciclo Abierto</b>	<b>Ciclo Cerrado</b>
<b>Front-End</b>	Adquisición del uranio	1.079,02	1.079,02
	Conversión	84,68	84,68
	Enriquecimiento	839,73	839,73
	Fabricación del UOX	201,01	201,01
<b>Back-End</b>	Transporte a la planta de reprocesado	-	48,87
	Reprocesado	-	665,18
	Transporte al ATC	48,87	48,87
	Almacenamiento en el ATC	195,47	39,09
	Transporte al AGP	48,87	48,87
	Almacenamiento en el AGP	586,40	117,28
<b>Total</b>		<b>3.084,05</b>	<b>3.172,60</b>

Realizados los cálculos en las condiciones descritas en el estudio, se obtienen los siguientes resultados en la comparativa de las opciones de ciclo abierto y ciclo cerrado, figura\_R vi y tabla\_R ii.

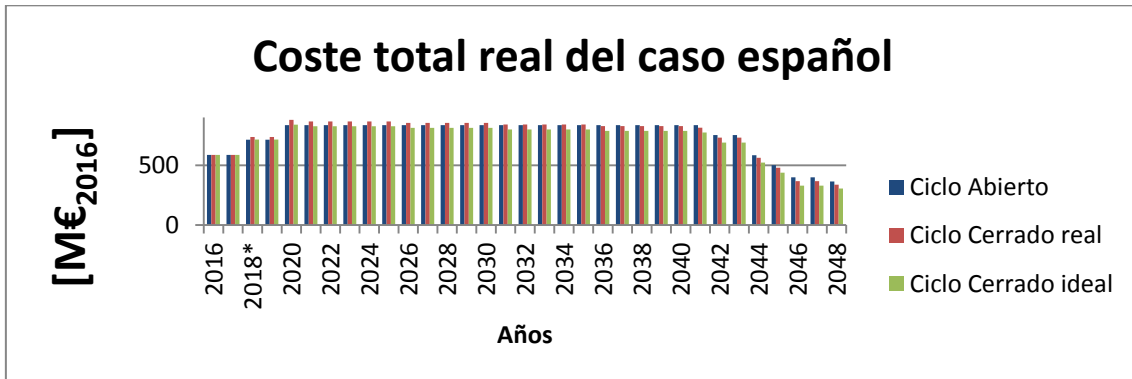


Figura\_R vi - Distribución de costes de las dos alternativas

Tabla\_R ii - Costes totales de las dos alternativas

	Ciclo Abierto	Ciclo Cerrado
Valor actual del Coste Total [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>12.480,75</b>
Coste de total por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,38</b>

Por último, se aplica la metodología descrita en el anterior análisis ideal, particularizando ésta para el caso español, los resultados se ven en las figura\_R vii y tabla\_R ii.



Figura\_R vii - Distribución de costes totales para el caso español

Tabla\_R iii - Costes totales para el caso español

	Ciclo Abierto	Ciclo Cerrado real	Ciclo Cerrado ideal
Valor actual neto del Coste Total [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>13.046,75</b>	<b>12.480,75</b>
Coste total por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,72</b>	<b>7,38</b>

Como se puede deducir de los resultados mostrados en la tabla, la opción de ciclo abierto para el caso español presenta un coste menor. No obstante la diferencia entre este y el

ciclo cerrado real es de un 6%, diferencia que se puede considerar despreciable si se valoran los intangibles que ofrece la opción de ciclo cerrado.

- **Conclusiones:**

- La energía nuclear, tanto a nivel internacional como nacional, es una fuente de energía eléctrica necesaria, fiable y con un coste bajo.
- Es importante acabar con el temor social que se tiene hacia estas fuentes necesarias de energía. Debido a que el constante avance dentro del campo de la generación de energía nuclear, hace que ésta sea cada vez más eficiente y segura.
- En lo referente a la gestión de residuos, se puede concluir que las dos estrategias actuales, ciclo abierto y ciclo cerrado, presentan distintas ventajas e inconvenientes que hacen que ninguna de las dos sea la óptima desde todos los puntos de vista posible.
- A la vista de los resultados obtenidos:
  - En el caso ideal, se recomendaría a la implementación de una estrategia de ciclo cerrado por sus menores costes de gestión y menores riesgos para el medio ambiente.
  - En el caso real que se presenta en España, ciñéndose al criterio económico se debe de optar por una política de gestión de residuos de ciclo abierto casi completa.

No obstante, cabe destacar que la diferencia de costes entre una estrategia es de un 6%. Diferencia que se puede considerar despreciable si se valoran algunos de los intangibles que ofrecen las distintas estrategias. Lo cual haría que nuestra recomendación fuera una política de gestión de residuos de ciclo cerrado.



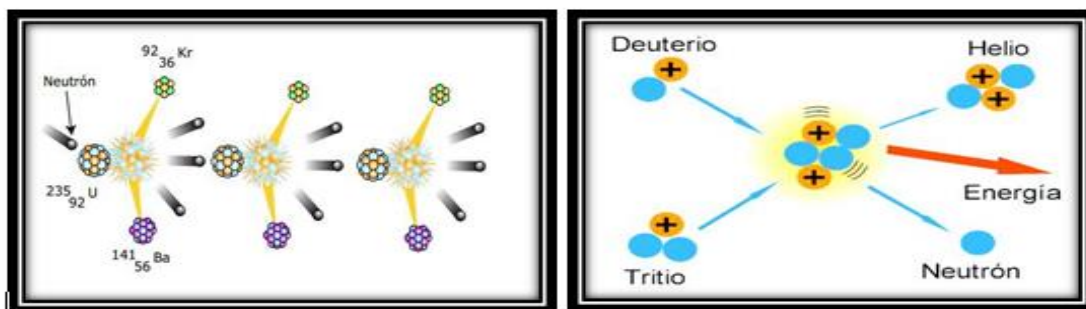
# Project Abstract

- **Introduction**

Nowadays, the nuclear energy has positioned as one of the most reliable source of power generation as well it has the lowest generation cost. These characteristics do their expansion bigger around the world, it is used by countries which chase the purpose of having a power system bigger in order to be able to supply the demands that this time is requiring.

It is undeniable that the growth of the renewable energies and the advantages these ones offer. Nevertheless, these technologies are developing right now and they cannot present some advantages that nuclear power actually has and makes ideal this source of energy for being the base of any energy mix in developed countries.

Energy is obtained by two processes, which are conceptually very different (figure\_A i), nuclear fission and nuclear fusion. Being the first one the classical method with a higher development and the second one, which it is seen as the future of the energy. However, the second one is in developing phase but there are several investigation projects around this option.



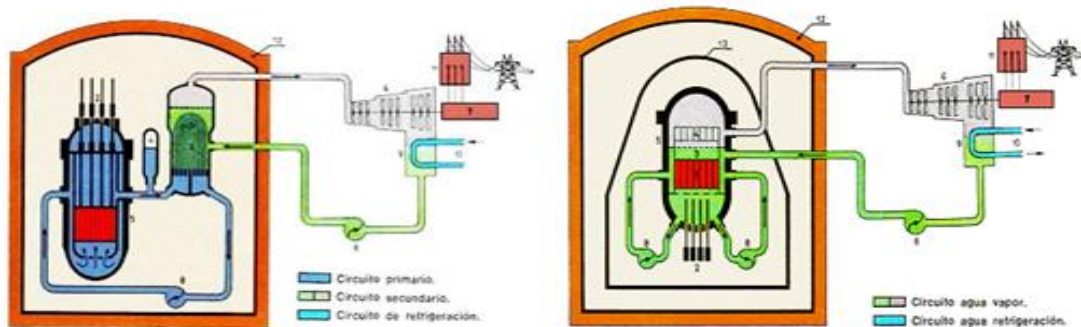
**Figure\_A i - Nuclear Fission vs nuclear fusion**

The analysis does during this thesis is related with the generated energy using nuclear fission processes and with the management of the generated nuclear waste this one creates. In the following lines we focus, exclusively, on things linked with this.

Energy conversion has its origin in the nuclear reactions which are used to generate electrical energy. The conversion is done in enormous facilities which are called nuclear plants.

There are several types of nuclear plants which are classified in accordance with the reactor they have got, in the whole world there are: Pressurized Water Reactor (PWR), Boiling Water Reactor (BWR), Pressurized Heavy Water Reactor (PHWR), Advanced Gas-cooled Reactor (AGR), Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalnyi (RBMK) and Fast-Neutron Reactor (FNR).

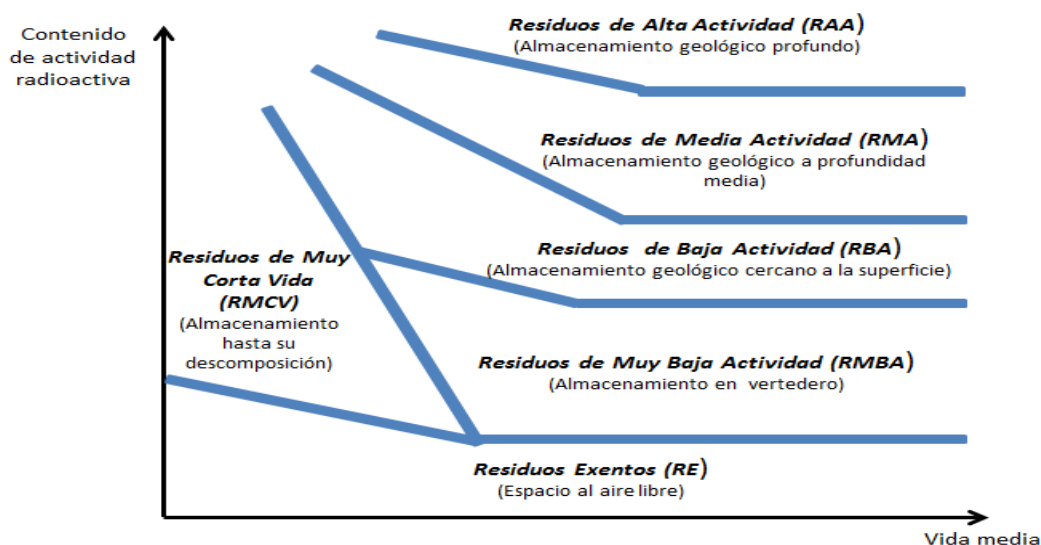
Being the most extended the PWR and BWR. In the figure\_A ii is shown the scheme of these types of nuclear plants.



Figure\_A ii - Nuclear plants according to the reactor: PWR (Left) and BWR (Right)

Anyway, it is observed that this energies offers and amazing opportunity for fulfilling the demanded energy of any country. In spite of having numerous advantages, such as: low production cost, low CO<sub>2</sub> emissions and making more stable the energy system. It is remarkable that it has some drawbacks, as small social acceptance and generation of nuclear wastes.

In the figure\_A iii can be watched a classification of the nuclear wastes. Being the purpose of this thesis the management of the High-Level Waste (HLW) (in Spanish are called RAA).



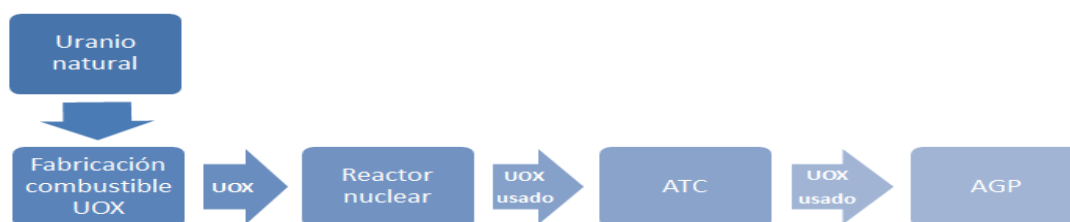
Figure\_A iii - Classification of nuclear wastes

- **Methodology**

The management politics of nuclear wastes as well as the final storage is going to be crucial for any country which wants to have nuclear plants in its generation mix. Therefore, these politics are indispensable for the energy management in Spain, and other countries, in order to achieve such a sustainable development from social and environmental point of views.

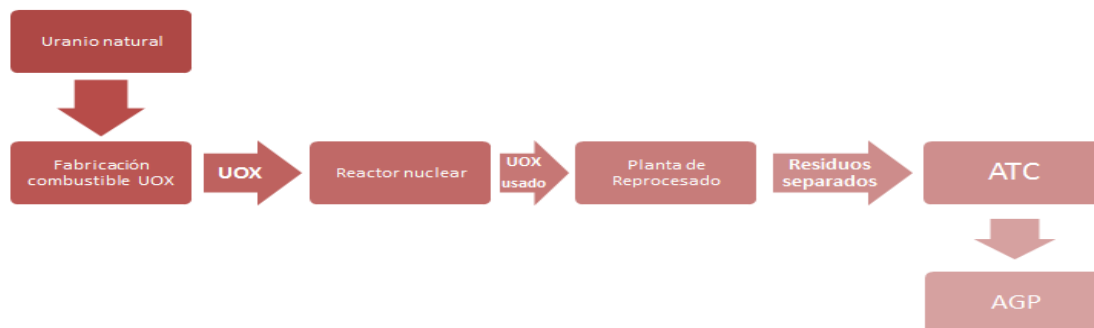
Globally, it has been developed two different management strategies for the nuclear wastes, open-cycle and closed-cycle. Both strategies have a common factor during the process, which is known as Front-End. And other phase, which is known as Back-End.

Open-cycle is composed by the phases that are showed in the figure\_A iv.



**Figure\_A iv - Open-cycle Diagram**

Whereas, closed-cycle is composed by phases showed in figure\_A v:



**Figure\_A v - Closed-cycle Diagram**

As we are able to see contrasting both figures, the main difference is in the reprocess stage. Which is the process used for recycle the nuclear waste. It improves the process' efficiency and reduces the amount of wastes. Independently of the selection of one alternative or the other one, it will be necessary the creation of a temporal and a final disposal.

All the reasons above lead us to affirm that it is essential the selection of one strategy: Either open-cycle, closed-cycle or mixed option. The last one is going to be studied along the project and it will try to combine open and closed cycle in order to take advantages of both processes.

- **Results**

The main objective is to calculate the total cost of both alternatives, open cycle and closed cycle, related with the amount of nuclear waste that it is generated in Spain. It will be used to assess the possibility of the mixed cycle. Finally, using the wholly obtained information, we will be in position of deciding which the best strategy that fits with Spanish situation is.

The approach to this problem based on the Spanish cases is going to require: The assessment of the UOX fuel to be managed, the useful life of the Spanish nuclear plants and fiscal policies and economical information related with both alternatives.

In order to make the economical valuation, the first part of the cycle, *Front-End*, which it covers from the extraction of the uranium till it is introduced in the reactor. The obtained cost is **2.006,05 €<sub>2016</sub>/kgUOX**.

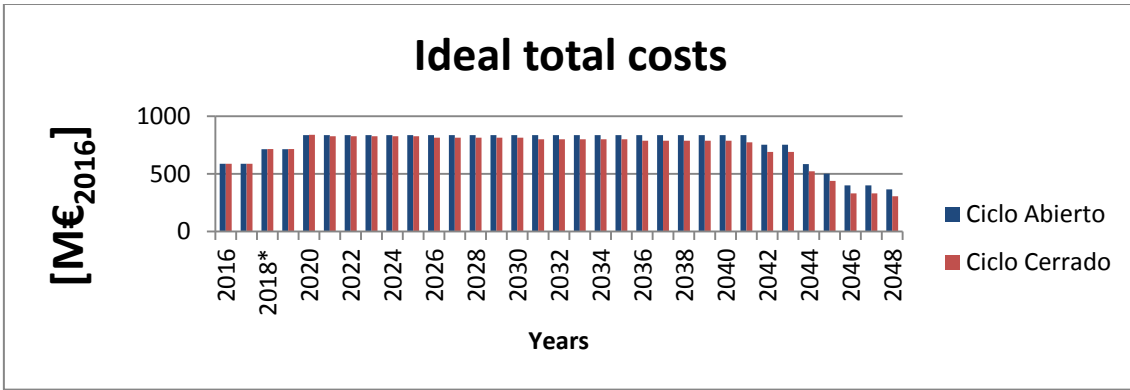
After that, the second stage of the cycle, *Back-End*, covers from the fuel is putting out the reactor until it is left in the deep geological repository (DGR). Nevertheless, the treatment is significantly different depending on the selected strategy.

Open-cycle has a total cost of **800,43 €<sub>2016</sub>/kgUOX**. Meanwhile, closed-cycle has a total cost of **881,02 €<sub>2016</sub>/kgUOX**. All this information is gathered in the table\_A i.

**Table\_A i - Unitary management cost of both alternatives**

<b>Unitary management Cost <math>C_T</math> [<math>\\$/_{2016}/kgUOX</math>]</b>			
		<b>Open-cycle</b>	<b>Closed-cycle</b>
<b>Front-End</b>	Uranium	1.079,02	1.079,02
	Conversion	84,68	84,68
	Enrichment	839,73	839,73
	UOX fabrication	201,01	201,01
<b>Back-End</b>	Transport 1	-	48,87
	Reprocess	-	665,18
	Transport 2	48,87	48,87
	ATC Storage	195,47	39,09
	Transport 3	48,87	48,87
	AGP Storage	586,40	117,28
<b>Total</b>		<b>3.084,05</b>	<b>3.172,60</b>

Doing the assessment under the conditions described during the study, we have achieved the following results in the comparative of open and closed cycle strategies. These results are showed in figure\_A vi and table\_A ii.

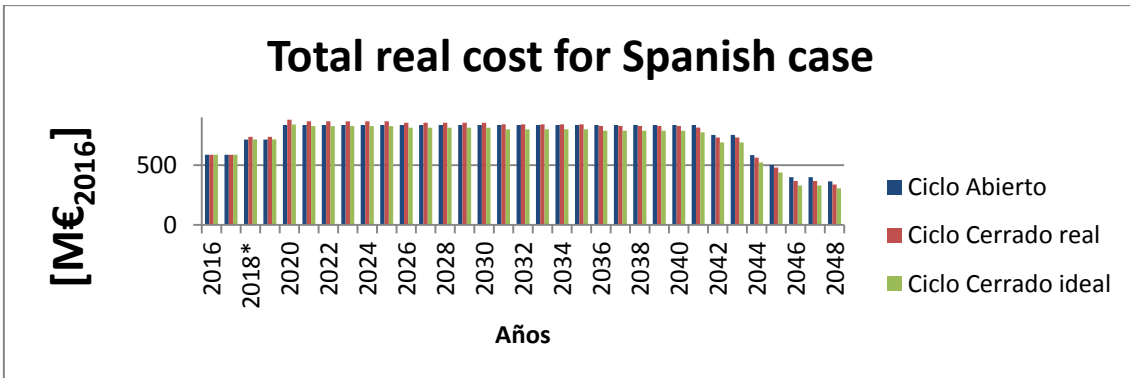


Figure\_A vi - Distribution of the cost for both alternatives

Table\_A ii -- Total cost of both alternatives

	Open-cycle	Closed-cycle
NPV of the total cost [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>12.480,75</b>
Total cost of the produced energy during the useful life of Spanish nuclear plants [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,38</b>

Last but not least, that described methodology in the previous analysis is going to be applied for the ideal case, particularizing for the Spanish case. The results are showed in the following figure\_A vii and table\_A iii.



Figure\_A vii -- Distribution of the total cost for the Spanish case

Table\_A iii - - Total cost of all the alternatives for Spanish case

	Open-cycle	Real Closed-cycle	Ideal Closed-cycle
NPV of the total cost [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>13.046,75</b>	<b>12.480,75</b>
Total cost of the produced energy during the useful life of Spanish nuclear plants [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,72</b>	<b>7,38</b>

As we can deduce of the results, the open-cycle option in the Spanish case is the cheapest. Withstanding, the difference among open-cycle and real closed-cycle is only a 6%. This difference could be negligible if we value the intangibles that this closed-cycle offers.

- ***Conclusions***

- The nuclear energy, either international level or national level, is a basic source of energy and power, reliable and with low cost.
- It is crucial to finish with the social fear which exists against the nuclear technology. Due to the constant progress in the generation field of nuclear energy, there are less risks and nuclear energy is more efficient and safe.
- According to wastes management, it can be concluded that both current strategies, open and closed cycle, present advantages and drawbacks that make no one of them to be optimal from all the points of view.
- Using the results obtained, it can be said:
  - In the ideal case, we encourage the implementation of a closed-cycle strategy because of its lower costs and its less environmental risks.
  - In the real case that Spain has. Focusing on the economic criteria, we should recommend open-cycle strategy. However, it is remarkable that the difference among both options it is only a 6%, which can be considered negligible if we assess the intangibles that both strategies present. Leading our recommendation to closed-cycle strategy.

# 1) Introducción a la energía nuclear

## 1.1) Historia

En febrero del año 1896, el físico francés Antoine Henri Becquerel, casualmente, descubrió la radioactividad mientras intentaba demostrar la relación que existía entre los minerales, que brillan al ser expuestos a una luz de alta intensidad, y un nuevo tipo de radiación magnética descubierta en noviembre de 1895 por el físico Wilhelm Röntgen, los Rayos-X.

Es entonces cuando tanto Antoine Henri Becquerel como otros miembros de la comunidad científica comenzaron a investigar las propiedades de este nuevo tipo de radiación. Fue de una repercusión tan destacable, para los científicos, el interés que despertó este tema y los estudios realizados por Becquerel que en el año 1903 ganó el Premio Nobel de Física, el cual compartió con Marie Curie y su esposo Pierre Curie.

Pierre y Marie Curie fueron los descubridores de la existencia de otro elemento, que llamaron Polonio (Po), y cuya actividad es más elevada que el Uranio (U). Además fueron los descubridores de otro elemento químico al que bautizarían como Radio (Ra).

En 1911, Ernest Rutherford desarrolló el que se denominaría modelo atómico de Rutherford, el cual definía una teoría sobre la estructura interna del átomo. Éste modelo atómico fue el primero en considerar que los átomos se componían de dos partes claramente diferenciadas: la corteza y el núcleo atómico. Dicho modelo, en 1913, fue reemplazado por el modelo atómico Bohr que combinaba el modelo atómico de Rutherford y de las ideas sobre cuantización que habían surgido unos años antes con las investigaciones de Max Planck y Albert Einstein. Aunque fue mérito de Rutherford el descubrimiento de que la radioactividad provenía del núcleo de los átomos.

Posteriormente, como consecuencia de las investigaciones de Rutherford y Soddy, se pudo demostrar que ciertos elementos pesados, entre ellos el uranio, eran capaces de emitir tres tipos de radiaciones: alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) y gamma ( $\gamma$ ), las cuales serán explicadas en el apartado 1.2.

El desarrollo de las investigaciones en esta materia continuó y es en la década de los años 30, 1930, cuando Enrico Fermi junto con su grupo de estudio bombardearon con neutrones una serie de elementos químicos, entre los que se encontraba el  $^{235}\text{U}$ . Siendo consecuencia de estos experimentos cuando se produjeron las primeras fisiones nucleares controladas de la historia.

Posteriormente, como consecuencia de su gran interés militar, durante la Segunda Guerra Mundial se produce un gran avance en el desarrollo de la energía nuclear. Es en 1942,

como parte del proyecto Manhattan, el cual perseguía el desarrollar un programa de armamento nuclear con la construcción de la primera bomba atómica, cuando se construye la primera pila atómica, más comúnmente conocido como reactor nuclear, del mundo que se conocería como la Chicago Pile-1 (CP-1). Este primer reactor utilizaba como combustible uranio y como moderador grafito.

La culminación de este proyecto llego el 16 de Julio de 1945 cuando durante el test “Trinity” fue probada la primera bomba nuclear en el desierto de Alamogordo, Nuevo México. En la figura 1 se muestra una imagen tomada durante la primera explosión nuclear de la historia. También hay que destacar que es durante esta década de 1940 cuando se empezó a trabajar en la construcción de reactores nucleares de fisión con un objetivo civil como es de la generación de energía eléctrica.



**Figura 1 – Primera explosión nuclear, desierto de Alamogordo (Nuevo México). Fuente: New York Times**

La primera central nuclear para la producción de energía eléctrica fue la de Óbninsk que fue construida en la antigua Unión Soviética y que era capaz de generar 5 MW, con un rendimiento bajo, tan sólo el 17 %, pero su uso era semiexperimental. Su uso semiexperimental es el que hace considerar oficialmente como la primera central nuclear capaz de producir electricidad en cantidades comerciales sea la de Calder Hall, en Reino Unido, inaugurada en 1956 con 4 reactores los cuales suministraban una potencia de 50 MW. A continuación se muestra en la figura 2 una imagen de esta primera central nuclear.





Figura 2 – Central de Calder Hall, Reino Unido. Fuente: The Guardian

En 1955 se botó el primer submarino, USS Nautilus (SSN-571), cuyo nombre hace homenaje al submarino usado en la famosa novela, Veinte mil leguas de viaje submarino de Julio Verne, siendo éste en el que se sustituyeron los motores diésel por combustible nuclear.

Estos reactores, BWR y PWR, fueron desarrollados por General Electric y Westinghouse, respectivamente, con el objetivo de utilizarse en este tipo de submarinos. Rápidamente fueron adaptados para diseños comerciales con el fin de producir electricidad en todo el mundo. Actualmente, estos dos tipos de reactores son de los más utilizados a nivel mundial y en concreto los únicos utilizados en España, es por ello que, posteriormente, en el apartado 2.1 serán detallados.

Una década después del desarrollo de los reactores BWR y PWR, Canadá desarrolló un reactor nuclear basado en el PWR en el cual el combustible era uranio enriquecido en lugar de uranio natural y en el que el moderador era agua pesada. Otros países como Francia e Italia también desarrollaron sus propios reactores para la generación de energía eléctrica. Francia puso en operación su primera instalación nuclear en 1956, El complejo nuclear de Marcoule, lugar donde fueron desarrollados los primeros experimentos industriales y militares con plutonio (Pu).

Otro hecho de vital relevancia es que como consecuencia de la advertencia hecha ante la ONU por Dwight Eisenhower, presidente de Estados Unidos desde 1953 a 1961, sobre la necesidad de contar con un estatuto internacional encargado de la supervisión de la seguridad en el uso de la energía atómica en el mundo. Por lo que fue creada, en 1957, la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) con sede en Viena y gracias al apoyo de 81 naciones. Esta organización tiene como objetivo trabajar por la seguridad y asegurar un uso pacífico de la tecnología nuclear.

Desde el comienzo del desarrollo de la energía nuclear para la producción de energía eléctrica, se ha sido consciente del peligro latente debido a un mal uso de esta energía y por ello se han ido reforzando cada vez más las medidas de seguridad en este ámbito, como se

puede ver en la actualidad en las exigencias para el desarrollo del programa nuclear de distintos países como es el caso de Irán.

También cabe mencionar que, durante el desarrollo de esta tecnología, se han producido accidentes en algunas centrales nucleares cuyas consecuencias han sido terribles para la humanidad. Destacando los dos accidentes más graves ocurridos hasta la fecha y cuya valoración según la Escala Internacional de Accidentes Nucleares es la máxima, nivel 7, estos son: El accidente de Chernóbil, en Ucrania en 1986, y el accidente de Fukushima, en Japón en 2011. Accidentes, que sin perder su carácter de tragedia mundial, han servido para reforzar las medidas de seguridad de las centrales nucleares, incrementando éstas con la finalidad de que estos hechos no vuelvan a suceder.

Actualmente también existen diseños de reactores que pueden funcionar con distintos combustibles además del uranio, como son el plutonio o los combustibles en forma MOX, abreviatura de Mixed Oxide (Mezcla de Óxidos). Los moderadores en la actualidad también son muy variados contando con diversos tipos como: Carbono, sales fundidas, mercurio, grafito, etc...

Como se observa, la energía nuclear es un campo todavía en creciente desarrollo, en el cual no se para de innovar y de buscar nuevas posibilidades que mejoren los diseños actuales de reactores y de los procesos que se dan en éstos. Se persiguen objetivos tan ambiciosos como una mejora de la eficiencia, de las prestaciones y de la sostenibilidad en aras de ayudar a la sociedad y cuidar el planeta.

## 1.2) Energía nuclear

¿Qué es la energía nuclear? Se define como aquella que se libera espontánea o artificialmente en las reacciones nucleares, siendo éstas procesos de combinación y transformación de las partículas sub-atómicas y núcleos atómicos.

Aunque en la sociedad actual, este término se achaca a otro significado más generalista como es el aprovechamiento de dicha energía para otros fines. Entre ellos cabe destacar la obtención de energía eléctrica, energía térmica y energía mecánica a partir de dichas reacciones atómicas.

Por lo tanto, es común referirse a la energía nuclear no sólo como el resultado de una reacción sino como un concepto más amplio que incluye los conocimientos y técnicas que permiten la utilización de esta energía por parte del ser humano. Se han mencionado las reacciones nucleares, las cuales serán explicadas en el apartado 1.3, pero antes de entrar en este complejo apartado resulta interesante, por su finalidad didáctica, explicar parte de la base química y física de estas reacciones, con el fin de que el lector asimile los conceptos con mayor facilidad. Dentro de la parte química, se verá qué son las moléculas y los átomos, y en la parte física, el fenómeno de la radiación.

- **Moléculas y átomos**

En el universo, toda la materia está compuesta por moléculas. Las moléculas son combinaciones de átomos, para ser más precisos son combinaciones químicas de átomos de los distintos elementos existentes en el universo y, más concretamente, en el planeta Tierra.

Los átomos de cada elemento son diferentes a los de otros elementos. Esto es consecuencia de su estructura atómica, como descubrieron algunos de los científicos destacados en estos campos, a los que se han nombrado en el apartado 1.1. En la corteza de la Tierra, existen 92 elementos de forma natural aunque solamente 8 de éstos abundan en las rocas que forman la corteza exterior del planeta.

Estos 8 elementos componen el 98,5 % de la corteza terrestre y quedan recogidos en la tabla 1.

Tabla 1 – Elementos más comunes de la corteza terrestre

Elemento químico	Abundancia (%)
Oxígeno (O)	46.6
Silicio (Si)	27.7
Aluminio (Al)	8.1
Hierro (Fe)	5.0
Calcio (Ca)	3.6
Sodio (Na)	2.8
Potasio (K)	2.6
Magnesio (Mg)	2.1

La estructura de los átomos se compone de: un núcleo cargado positivamente debido a los protones y que, a su vez, está compuesto por neutrones, cuya carga es neutra. Rodeando al núcleo hay una nube de electrones que describen una órbita circular alrededor del mismo y cuya carga es negativa. La estructura del átomo se puede ver en la figura 3.

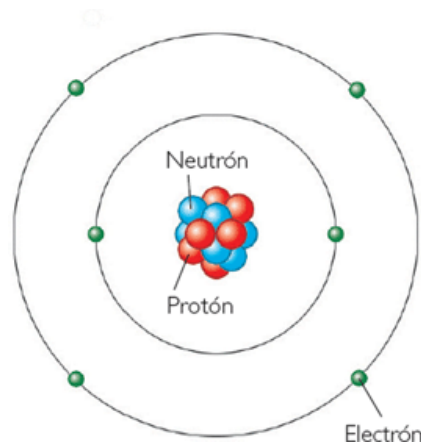


Figura 3 – Estructura del átomo. Fuente: [1]

En cualquier átomo, hay el mismo número de protones y electrones, es decir, el átomo es eléctricamente neutro y se encuentra en un estado de equilibrio eléctrico. El núcleo contiene la mayor parte de la masa de los átomos, consecuencia de la suma de los neutrones y de los protones en el mismo.

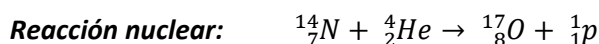
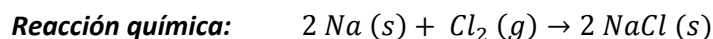
La identidad de un átomo viene dada por el número de protones, es decir, todos aquellos átomos que tiene un número similar de protones constituyen un elemento químico. Puesto que tienen el mismo número de protones y de electrones, todos ellos cuentan con las mismas propiedades químicas. En el universo, el elemento más simple que podemos encontrarnos es el hidrógeno (H) cuya estructura química está compuesta por, un protón y un electrón. Mientras que el más complejo de los elementos que existen de forma natural es el uranio (U) que tiene 92 protones y 92 electrones.

Hay átomos que pese a tener el mismo número de protones difieren en el número de neutrones, estos átomos se denominan *isótopos*. Los distintos isótopos de un elemento presentan las mismas propiedades químicas pero difieren en sus propiedades físicas.

Por ejemplo, el uranio en la naturaleza existe como mezcla de dos isótopos el  $^{235}\text{U}$  y  $^{238}\text{U}$  que se pueden encontrar en una proporción aproximada de 0,72 % y 99,28 %, respectivamente. Por lo tanto, los átomos de uranio que se encuentran en la naturaleza tienen todos 92 protones y electrones, pero pueden tener, 143 o 146 neutrones, dependiendo de si se trata de  $^{235}\text{U}$  o  $^{238}\text{U}$ .

Tanto en las reacciones químicas como en las reacciones nucleares existe interacción entre distintos átomos. Sin embargo, y he aquí la diferencia fundamental entre una y otra, mientras que en las reacciones químicas sólo interactúan las capas de electrones para organizarse en nuevos compuestos, en las reacciones nucleares se ven involucrados también los núcleos de los átomos.

Por ello, en las reacciones químicas los elementos originales no se ven modificados y siguen siendo los mismos. No así en las reacciones nucleares donde los elementos originales se ven modificados ya que modifican su estructura atómica, pues varían los números de protones y de neutrones en núcleo, apareciendo otros elementos diferentes de los que había antes de dicha reacción. Esto se ilustra con las siguientes ecuaciones, donde se recoge una reacción química y otra nuclear.



- **La radiación**

El descubrimiento de la radioactividad, por Antonie Henri Becquerel, fue una revolución en el pensamiento científico, como ya se vio en la introducción histórica (apartado 1.1). Dio pie a grandes avances en la comprensión del universo y fue determinante en el desarrollo de materias como la Física, la Química y la Medicina. Pero que se entiende por radiación, se conoce así al fenómeno que consiste en la propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del vacío o de un medio material.

En la naturaleza, existen ciertos átomos, llamados inestables, que tienden a transformarse en otros. Durante estas transformaciones, los átomos emiten radiaciones que transportan energía, esto es lo que se conoce como radioactividad, mientras que a la transformación que sufren los átomos se le da el nombre de desintegración radioactiva. Se distinguen tres clases de radiaciones que corresponden a tres tipos diferentes de radioactividad: alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) y gamma ( $\gamma$ ).

En la siguiente figura 4, se ilustra el grado de penetración que posee cada uno de los tres tipos de radiación, para posteriormente describirse algunas de las características de estos distintos tipos.

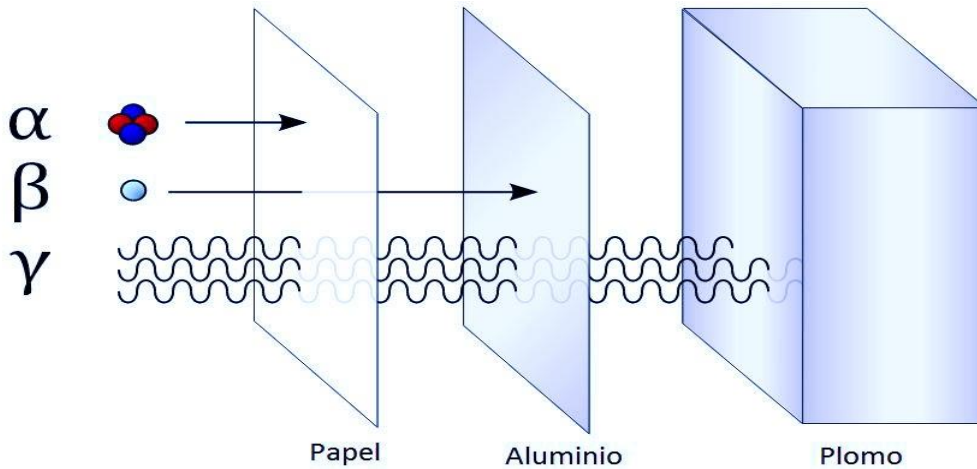


Figura 4 – Grado de penetración de cada tipo de radiación. Fuente: Elaboración propia

- **Radiación alfa ( $\alpha$ ):** Se produce al desprenderse del núcleo del átomo dos protones y dos neutrones.

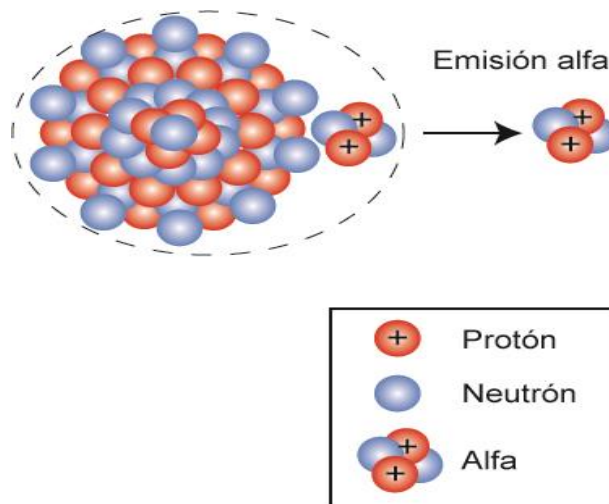


Figura 5 – Radiación alfa. Fuente: Elaboración propia

Esta emisión de partículas está cargada positivamente y no es capaz de recorrer una distancia superior a un metro, puesto que rápidamente pierde su energía cinética. Las partículas alfa (o isótopos Helio-4), mostrados en la ecuación de ejemplo de una reacción nuclear, pueden ser detenidas por la propia piel del cuerpo o incluso por una hoja de papel, como se muestra en la figura 5. Este tipo de desintegración suele darse únicamente en núcleos atómicos muy pesados (uranio, plutonio, etc.).

- **La radiación beta ( $\beta$ ):** Se da cuando un núcleo emite una partícula beta, la cual puede ser un electrón o un positrón, también llamado antielectrón, para compensar la relación de neutrones y protones del núcleo atómico. Se ilustra en la figura 6.

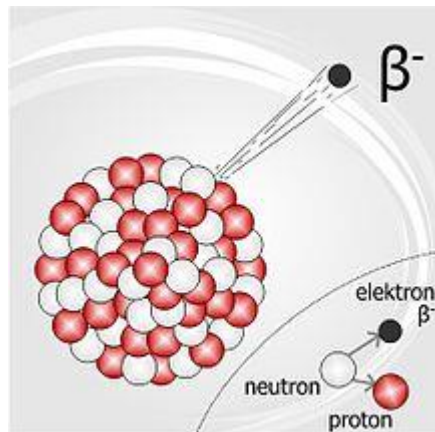


Figura 6 – Radiación beta. Fuente: Elaboración propia

Es capaz de recorrer unos pocos metros aunque puede ser detenida por una lámina de metal. Esta emisión beta suele darse cuando hay un desequilibrio en el número de protones y neutrones en el núcleo, lo cual produce con la emisión un átomo más estable.

- **La radiación gamma (γ):** Al contrario que las anteriores, no está relacionada con una transformación en núcleo atómico. Es de naturaleza electromagnética (como la luz o los rayos X), está constituida por fotones y por ello no posee carga eléctrica de ningún tipo. Queda ilustrada en la figura 7.

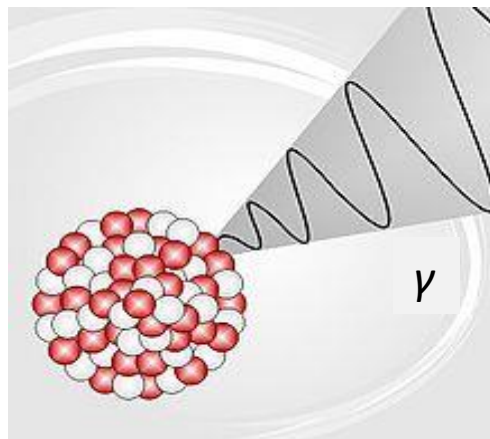


Figura 7 – Radiación gamma. Fuente: Elaboración propia

Puede recorrer cientos de metros a través del aire y para detenerla se necesita una pared gruesa de plomo o cemento. La causa por la que se producen estos rayos gamma es debida a dos motivos, o bien por la desexcitación de un nucleón de un nivel, o estado excitado, a otro de menor energía o bien por desintegración de isótopos radiactivos.

Estos tres tipos de radiaciones se llaman radiaciones ionizantes lo cual quiere decir que poseen energía suficiente para arrancar uno o varios electrones de los átomos que componen las moléculas del medio irradiado, por lo que son capaces de alterarlo

## 1.3) Procesos nucleares

El objeto de este último apartado es detallar los diferentes procesos nucleares con los que se cuenta en la actualidad, estos son: La fisión nuclear y la fusión nuclear, que como se verá son conceptualmente muy diferentes. Es importante resaltar que la fisión nuclear se encuentra mucho más desarrollada, por ello será en la que más se centre este apartado, pero los avances en la fusión son cada vez mayores y se espera que en el futuro sea una realidad haciendo que su implementación a gran escala sea factible, debido a las ventajas que presenta respecto a la otra.

### 1.3.1) Fisión nuclear

La fisión nuclear de los átomos fue descubierta en 1938 por los investigadores Otto Hahn y Fritz Strassmann, como consecuencia del trabajo desarrollado por el propio Hahn junto a Lise Meitner en años precederos. Por dicho descubrimiento recibió Hahn en 1944 el Premio Nobel de química.

La fisión tiene lugar en el núcleo atómico, ésta ocurre cuando un núcleo pesado se divide en dos o más núcleos pequeños además de algunos subproductos como neutrones libres, fotones (generalmente rayos gamma) y otros fragmentos del núcleo como partículas alfa (núcleos de helio) y beta (electrones y positrones de alta energía), que ya fueron explicados en el apartado 1.2.

La fisión de núcleos pesados es un proceso exotérmico, es decir, se liberarán grandes cantidades de energía. Este proceso generará mucha más energía que la liberada mediante reacciones químicas convencionales, en las que únicamente están implicadas las capas de electrones.

La energía se emite, tanto en forma de radiación gamma como de energía cinética. Además, los fragmentos resultantes de la fisión calentarán la materia que se encuentre alrededor del espacio donde ésta se produzca, consecuencia de la conservación de la energía.

Asimismo, La suma de las masas de los fragmentos resultantes tras la fisión es menor que la de la masa original, una pérdida de masa del 0,1% que, según el principio de conservación se ha tenido que transformar en energía, donde dicha energía puede ser cuantificada de acuerdo con la conocida ecuación desarrollada por Einstein:

$$E = m * c^2$$

En esta ecuación  $E$  representa la energía obtenida por la pérdida de masa  $m$ . La constante  $c$  se define como la velocidad de la luz y tiene un valor de 299.792.458 m/s. Por ello, puede apreciarse que por muy pequeña que sea la cantidad de masa extraída obtendremos una gran cantidad de energía, del orden de 20 MeV.

Cuando se produce una reacción de fisión aparecen nuevos átomos diferentes al inicial. Existe un gran número de posibilidades, que son cuantificadas estadísticamente, y de combinaciones para los átomos que son productos de la reacción de fisión, a los que se conoce como productos de fisión. En la Figura 8 se recogen las combinaciones más probables para los productos de la fisión del  $^{235}\text{U}$ .



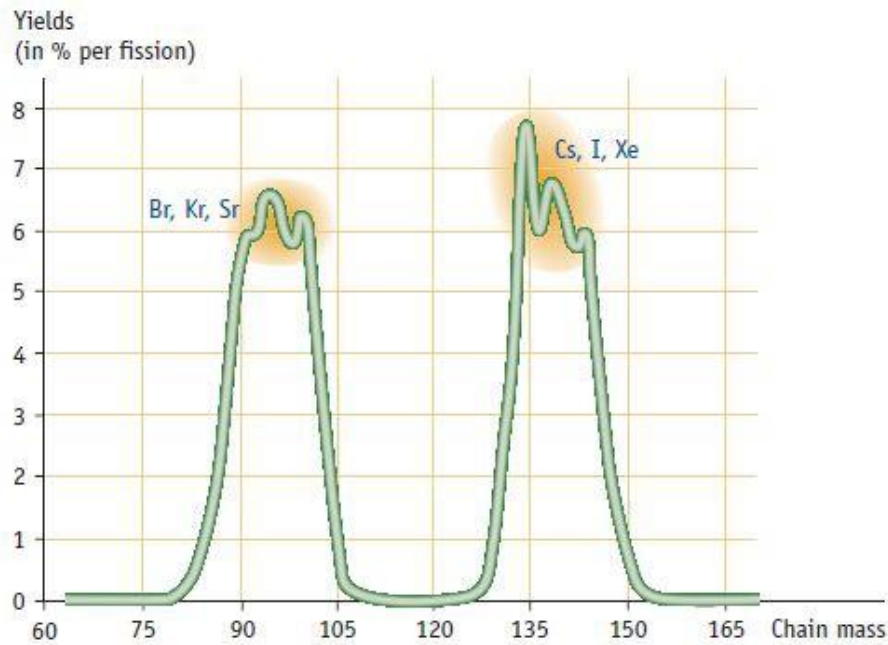


Figura 8 – Distribución probabilística de productos de fisión. Fuente: [2]

En términos de radioactividad los productos de fisión más importantes que resultan de la fisión del  $^{235}\text{U}$  son isótopos de: Bromo (Br), Cesio (Cs), Iodo (I), Kriptón (Kr), Estroncio (Sr) y Xenón (Xe). Una de las reacciones de fisión que más se repite en muchos de los reactores es la que se da cuando el núcleo de un átomo de  $^{235}\text{U}$  es alcanzado por un neutrón y se descompone en Bario (Ba) y Kriptón (Kr). Dicha ecuación se muestra así como se ilustra en la figura 9.

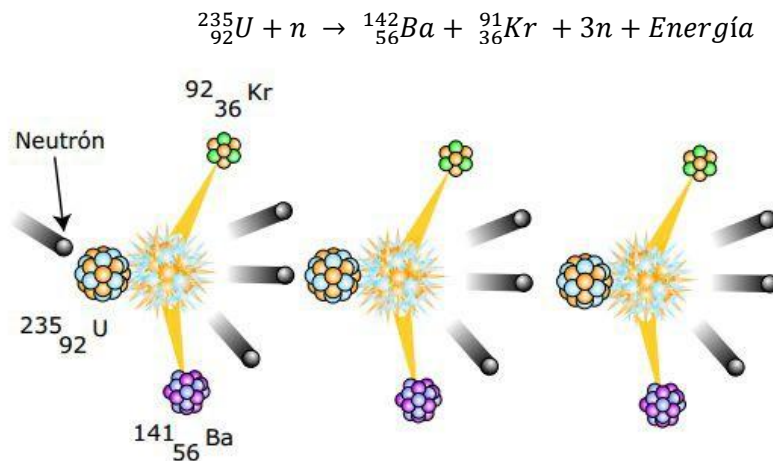


Figura 9 – Descomposición del Uranio-235. Fuente: [3]

Los neutrones liberados pueden a su vez provocar otras fisiones en otros átomos de  $^{235}\text{U}$  y producir lo que se conoce como una reacción en cadena. ¿Qué es una reacción en cadena? Una reacción en cadena tiene lugar de la siguiente forma:

1. Un acontecimiento de fisión empieza lanzando 2 o 3 neutrones en promedio como subproductos.
2. Estos neutrones se escapan en direcciones al azar y golpean otros núcleos, incitando a estos núcleos a experimentar fisión.

Puesto que cada acontecimiento de fisión lanza 2 o más neutrones, y estos neutrones inducen otras fisiones, el proceso se acelera rápidamente. Causando la reacción en cadena. Únicamente los materiales fisibles son capaces de sostener una reacción en cadena sin una fuente de neutrones externa. Para que la reacción en cadena de fisión se lleve a cabo es necesario adecuar la velocidad de los neutrones libres, ya que si impactan con gran velocidad sobre el núcleo del elemento fisible, puede que simplemente lo atraviese o lo impacte, y que este no lo absorba.

Para que la reacción en cadena pueda mantenerse es necesario lo que se conoce como una masa crítica, dicha masa depende de su densidad y de su forma física (barra larga, cubo, esfera, etc.).

También es importante la densidad del material. Si el material se encuentra en estado gaseoso, es poco probable que los neutrones choquen con otro núcleo puesto que hay demasiado espacio entre los átomos y el neutrón volaría probablemente entre ellos sin golpear nada. En cambio, si el material se pone bajo alta presión o se encuentra en estado sólido, los átomos estarán mucho más cercanos y la probabilidad de una reacción en cadena es mucho más alta.

Cuando se dice habla de estado crítico, en el ámbito nuclear, se refiere a un estado de equilibrio en el que no existe aumento de potencia, temperatura o densidad de neutrones en el tiempo. En oposición al estado crítico tenemos los estados: subcríticos y supercríticos.

Un estado *subcrítico* se refiere a la imposibilidad de sostener a lo largo del tiempo la reacción en cadena. Mientras tanto un estado *supercrítico* se refiere a la situación donde el número de reacciones de fisión aumenta hasta que se alcanza un nuevo punto de equilibrio, es decir, se sitúe en un estado crítico a una temperatura o potencia mayor de la deseada o en el cual se termine por destruir la reacción.

Debido a lo anterior, el moderador es un elemento muy importante en la reacción en cadena, éste constituye un medio para disminuir la velocidad de los neutrones, favoreciendo que la reacción nuclear en cadena sea eficaz. En la figura 10 se muestra la sección del elemento combustible con todos los elementos que la compone.

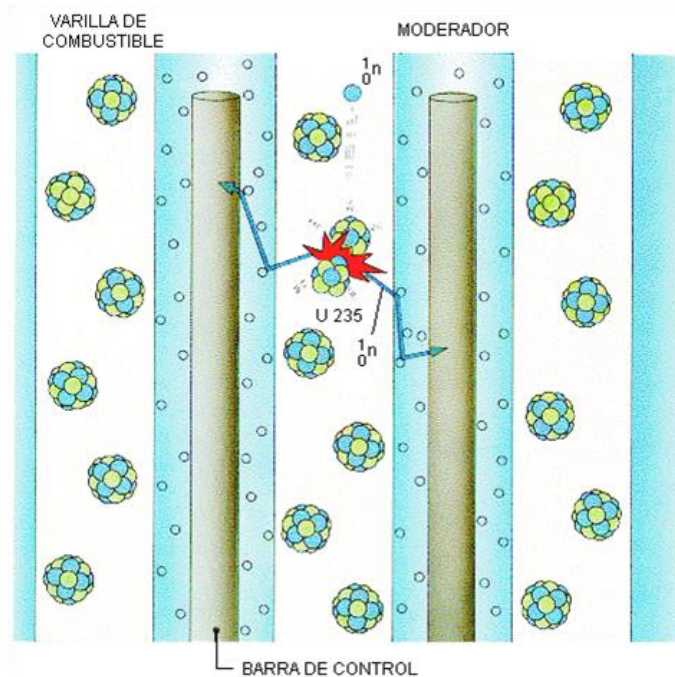


Figura 10 – Sección de un reactor nuclear. Fuente [3]

La razón principal por la que es necesario este proceso de frenado de los neutrones es permitir la interacción de éstos con los átomos fisibles presentes en el combustible. La disminución de la velocidad de los neutrones se consigue mediante el choque de estos neutrones contra los núcleos de los átomos del material moderador. Tras dicho impacto, una parte de la energía cinética del neutrón se transmite al núcleo del moderador, provocando la disminución de la velocidad del neutrón.

La característica principal de los buenos materiales moderadores es que poseen masas atómicas bajas. Esto permite maximizar la energía transferida en cada choque, del neutrón con el núcleo, y de este modo se produce la desaceleración del neutrón.

Con el objeto de evitar la absorción de neutrones por parte del moderador, es importante que los materiales moderadores sean de baja sección eficaz de captura. Elementos y otros componentes que actúan de moderadores suelen ser: hidrógeno, deuterio (presente en el agua pesada) o el grafito.

Además de los moderadores, en los reactores se utilizan absorbedores de neutrones, que reciben el nombre de barras de control, o también llamadas varillas de control las cuales controlan la potencia generada en el reactor.

Las barras de control se hacen de materiales como el boro, el cadmio o la plata. Y son introducidas en orificios diseñados con esta fin dentro de las vainas de combustible, gracias a ellas se consigue controlar y detener el reactor, controlando la reacción en cadena. Lo que se persigue es que por cada átomo fisionado solamente se fisione otro y no tantos átomos como neutrones liberados, de modo que se consigue la misma cantidad de energía a lo largo del tiempo.

En la Figura 11 se ilustra el proceso descrito dentro de un reactor nuclear, se aprecia que únicamente uno de los neutrones fisiona un átomo mientras que el resto serán absorbidos en las barras de control con el objeto de evitar que fisionen otros núcleos y de esta manera mantener la reacción bajo control en el estado crítico deseado.

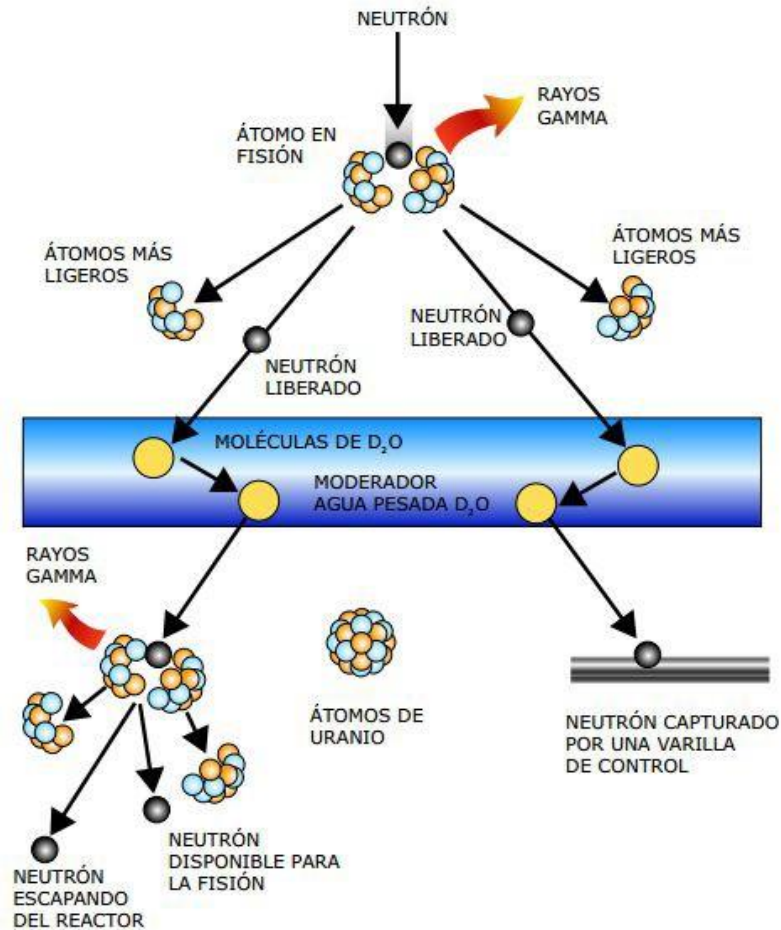


Figura 11 – Ilustración del proceso realizado en un reactor nuclear. Fuente: [3]

La energía cinética que poseen los distintos fragmentos tras la fisión nuclear es transferida a otros átomos a través de las colisiones producidas. Todo este proceso hace que se cree un aumento de la temperatura gracias al cual se obtiene una gran cantidad de energía calorífica que permitirá la generación de electricidad.

Esta energía calorífica mencionada no sólo es obtenida de las colisiones entre partículas, la radiación gamma producida en la fisión es absorbida por parte del reactor y también se aprovecha energía calorífica de esta absorción. Otra fuente de calor son los productos de fisión y los átomos creados por la absorción de neutrones que generan calor debido a la radiación.

Esta emisión de calor continúa incluso cuando el reactor se ha parado, es por ello que los productos de fisión tienen que estar después en piscinas, como se verá en capítulos posteriores, porque son capaces de emitir energía calorífica durante años. Por esto el

combustible nuclear una vez extraído, ya como residuo, sigue generando calor y requiere de un tratamiento especial.

## 1.3.2) Fusión nuclear

La fusión nuclear de átomos, se asienta sobre la base de los experimentos de transmutación nuclear de Ernest Rutherford, el cual observó por primera vez la fusión de núcleos ligeros, en isótopos de hidrógeno. Posteriormente, Hans Bethe estudió las etapas del ciclo principal de la fusión nuclear en las estrellas.

La investigación en fusión se inició en la década de 1940 como parte del Proyecto Manhattan, pero no tuvo éxito hasta 1952 para posteriormente, como su hermana, la fisión nuclear, evolucionar hacia una fuente de energía para la sociedad. Desde entonces y hasta el presente se sigue investigando acerca de esta fuente de energía.

En física nuclear, se denomina fusión nuclear al proceso por el cual varios núcleos atómicos de carga similar se unen y forman un núcleo más pesado. En este proceso se libera o absorbe una cantidad enorme de energía, que permite a la materia entrar en un estado plasmático.

La fusión de dos núcleos de menor masa que el hierro libera energía. Por el contrario, la fusión de núcleos más pesados que el hierro absorbe energía. Mientras que en la fisión nuclear, estos fenómenos suceden en sentidos opuestos.

Para que pueda ocurrir la fusión debe superarse una importante barrera de energía producida por la fuerza electrostática. A grandes distancias, dos núcleos se repelen debido a la fuerza de repulsión electrostática entre sus protones, cargados positivamente. Sin embargo, si se pueden acercar dos núcleos lo suficiente, debido a la interacción nuclear fuerte, que en distancias cortas es mayor, se puede superar la repulsión electrostática. Esto viene ilustrado en la figura 12.

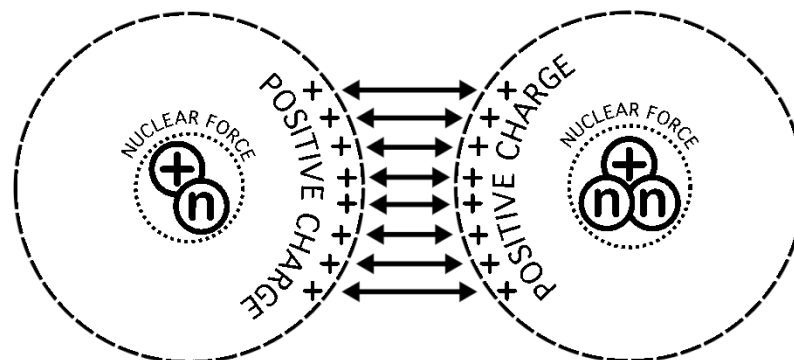


Figura 12 - Interacción en una fusión nuclear. Fuente: Elaboración propia

En el caso más simple de fusión, en el hidrógeno, dos protones deben acercarse lo suficiente para que la interacción nuclear fuerte pueda superar su repulsión eléctrica mutua y

obtener la posterior liberación de energía, la reacción más conocida de fusión se representa en la siguiente ecuación y se ilustra en la figura 13.

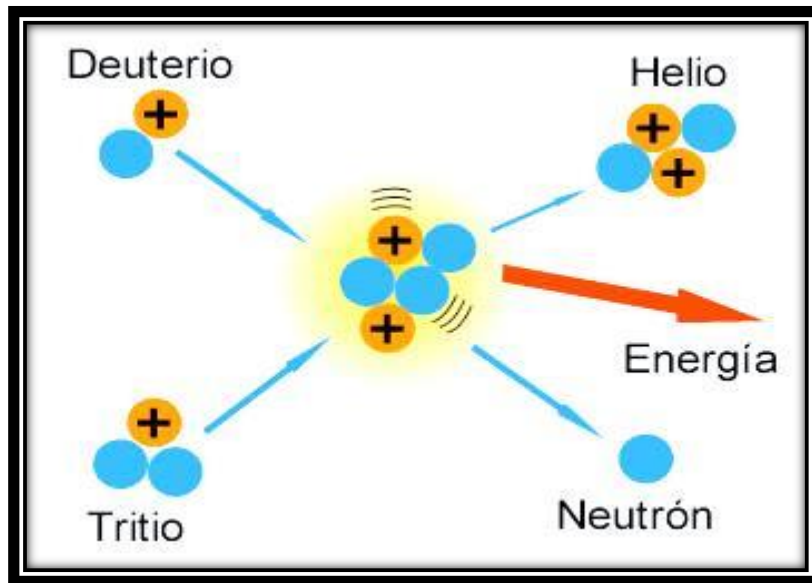
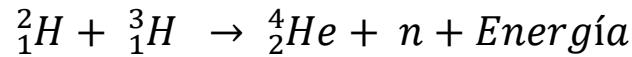


Figura 13 – Fusión nuclear de isótopos de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, se deben cumplir los siguientes requisitos para lograr las reacciones de fusión nuclear:

1. Conseguir una temperatura muy elevada que permita la separación de los electrones del núcleo y que éste se aproxime a otro venciendo las fuerzas de repulsión electrostáticas.  
La masa gaseosa resultante, la cual está compuesta por los electrones libres y los átomos altamente ionizados se denomina plasma.
2. Se necesita de un confinamiento para mantener el plasma a temperatura elevada durante un mínimo de tiempo, las distintas opciones para este tipo de confinamiento se verán posteriormente.
3. La densidad del plasma debe ser suficiente para que los núcleos estén cerca unos de otros y puedan generar reacciones de fusión nuclear.

Los confinamientos clásicos que se han utilizado a lo largo de los años en los reactores nucleares de fisión, no son posibles para la fusión nuclear como consecuencia de que los materiales de estos confinamientos no aguantan las altas temperaturas del plasma. Por este motivo, se han desarrollado dos importantes métodos de confinamiento:

- **Fusión nuclear por confinamiento inercial (FCI):** Consiste en crear un medio tan denso que las partículas no tengan casi ninguna posibilidad de escapar sin chocar entre sí.

Una pequeña esfera compuesta por deuterio y tritio es impactada por un haz de láser, provocándose su implosión. Así desde todos los puntos se colapsa y se comprime hasta un volumen mínimo, lo cual provoca la fusión nuclear.

- **Fusión nuclear por confinamiento magnético (FCM):** Las partículas eléctricamente cargadas del plasma son atrapadas en un espacio reducido por la acción de un campo magnético. El dispositivo más desarrollado tiene forma toroidal y se denomina Tokamak.

Como se ha dicho, la fusión nuclear aún es un proceso en fase de estudio, pero de gran interés debido a la abundancia de combustible, el Deuterio, un isótopo estable del hidrógeno formado por un protón y un neutrón.

Su abundancia en el agua es de un átomo por cada 6.500 átomos de hidrógeno. Suponiendo que en el agua de mar hay una concentración de 34 gramos de deuterio por metro cúbico de agua y siendo el contenido energético del deuterio tan elevado que la energía que se puede obtener del deuterio contenido en un litro de agua de mar es equivalente a la energía que se puede obtener de 250 litros de petróleo. Y como nuestro planeta es  $\frac{3}{4}$  de agua, se considera la fusión nuclear como una fuente inagotable de energía.

Numerosas ventajas propone la fusión, entre ellas:

1. La mayoría de sus desechos no presentan la problemática de los productos de fisión.
2. Una gran abundancia materias primas, principalmente del isótopo de hidrógeno, deuterio (D), y con un precio bajo.
3. Si una instalación dejara de funcionar, ésta se apagaría inmediatamente, evitándose así cualquier peligro.

El proyecto más avanzado, en la actualidad, en materia de fusión nuclear por Confinamiento Magnético es el ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), prototipo basado en el concepto Tokamak. En este proyecto participan la Unión Europea, Canadá, EEUU, Japón y Rusia.

En un principio, los tres emplazamientos que se disputaban el proyecto eran: Europa (Francia y España), Canadá y Japón. El Gobierno Canadiense mostró interés por albergar el proyecto en Darlington cerca de Toronto, Japón presentó su candidatura en Rokkashomura, Francia ofreció su centro nuclear de Cadarache mientras que España propuso su emplazamiento en Vandellós I.

Tras un complejo proceso de evaluación tecnológica, a finales de 2003 la Comisión Europea decidió presentar como candidatura europea la francesa de Cadarache frente a la española de Vandellós. Finalmente la candidatura ganadora fue la francesa, lugar donde se está construyendo en la actualidad, como se puede ver en la figura 14.



**Figura 14 – Emplazamiento de Cadarache, Francia. Fuente: El Mundo**



## 2) Estado del arte

### 2.1) Centrales

El objeto de este apartado es explicar qué es una central nuclear, como funcionan éstas y los distintos tipos que hay en la actualidad con la tecnología disponible.

#### 2.1.1) Definición

Una central nuclear es aquella instalación en la cual se produce energía eléctrica a partir de energía nuclear, es decir, mediante una reacción nuclear. La producción de energía se obtiene debido al calor que se genera en el reactor como consecuencia de los procesos de fisión, como se ha descrito previamente. De este calor generado en el núcleo del reactor, mediante un ciclo termodinámico convencional se produce el movimiento de la turbina, conectada a un alternador, que transforman el trabajo mecánico en energía eléctrica. Este proceso se ilustra en el la figura 15.

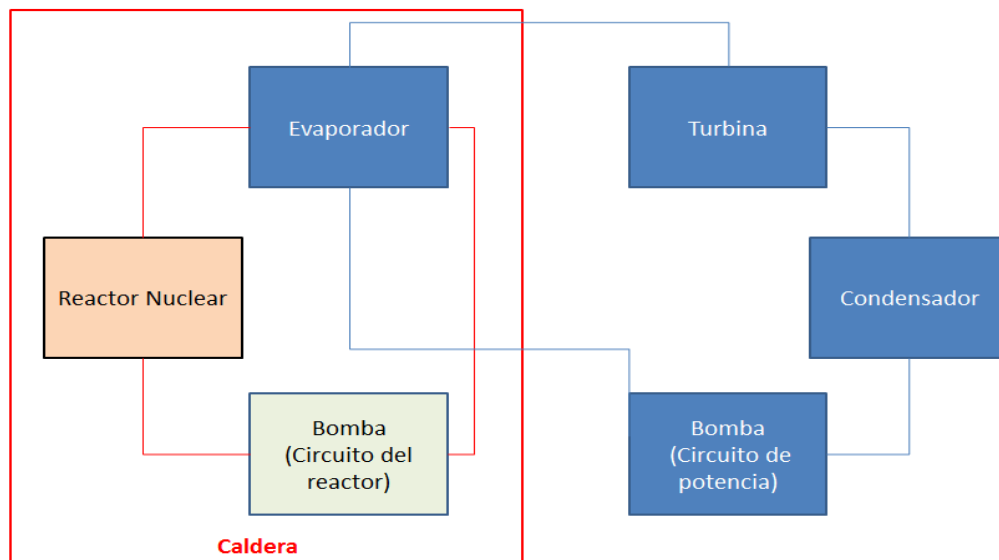


Figura 15 – Ciclo de Rankine Nuclear. Fuente: Elaboración propia

Como se muestra, las centrales nucleares constan principalmente de cuatro partes:

- El **reactor nuclear**, donde se produce la reacción nuclear.
- El **evaporador**.
- La **turbina**, es la encargada de mover el alternador eléctrico para producir electricidad con la expansión del vapor.
- El **condensador**, un intercambiador de calor encargado de enfriar el vapor transformándolo nuevamente en líquido.

El elemento fundamental de una central nuclear es el reactor, la tipología de éste será la que caracterice a la central nuclear y la distinga entre unos tipos de centrales nucleares y otras, como veremos en el apartado 2.1.2.

El reactor es la parte encargada de generar, mediante procesos de fisión en él, una gran cantidad de energía calorífica. Esta energía calorífica se utiliza para calentar agua, que irá al evaporador y producirá un flujo de vapor. El vapor que irá por otro circuito, conocido como el circuito de potencia (representado en la figura por las líneas azules) se expande en la turbina produciendo el movimiento de éstas que a su vez hacen girar los alternadores que serán los que produzcan energía eléctrica.

Después de esto, se utiliza un transformador para aumentar la tensión hasta la tensión de la red para su posterior distribución en el sistema eléctrico.

Cabe destacar que debido a la gran cantidad de agua necesaria para la refrigeración de las centrales nucleares, éstas se sitúan siempre cercanas a un suministro gran suministro de agua fría, como un río, un lago o el mar, para que alimenten al circuito de refrigeración, ya sea utilizando torres de refrigeración o no.

## 2.1.2) Tipos de centrales nucleares

En este apartado se explicarán los principales tipos de reactores nucleares, ya que en base a éstos se distinguirá entre un tipo de central u otra. Se hará un breve resumen de los tipos de reactores utilizados a nivel mundial con sus principales características según las define la World Nuclear Association [4].

### 2.1.2.1) Reactores de agua presurizada (PWR)

El reactor PWR, por sus siglas en inglés, Pressurized Water Reactor. Es el más común en todo el mundo. Su diseño originalmente fue concebido para la propulsión de submarinos pero pronto se adaptó para su uso en la producción de energía eléctrica. En la figura 16 se muestra un esquema de funcionamiento de este tipo de reactor.

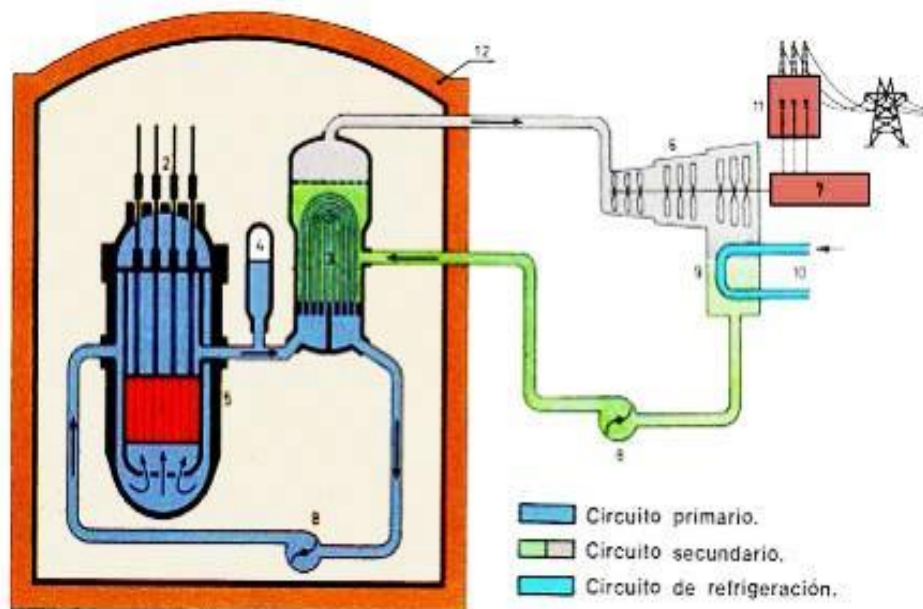


Figura 16 – Reactor PWR. Fuente: Elaboración propia

Los reactores PWR utilizan tanto como refrigerante como moderador, el agua. El reactor, consta de un circuito primario de refrigeración que atraviesa el núcleo del reactor absorbiendo calor. Sin embargo, el agua que atraviesa este reactor al estar sometida a una presión muy alta, no llega a entrar en ebullición manteniéndose en fase líquida en todo momento a pesar de alcanzar temperaturas superiores a los 300°C. Las presiones a las que se trabaja en el circuito primario alcanzan valores de 150 veces la presión atmosférica. Este circuito primario se utiliza para calentar el denominado circuito secundario.

El circuito secundario absorbe calor del circuito primario para que el agua se convierta en vapor, que será el que mueva posteriormente la turbina. El vapor se encuentra a una temperatura entorno a los 275°C y a una presión 60 veces superior a la presión atmosférica. En estas condiciones este vapor atravesará la turbina y hará que esta gire, siendo el alternador solidario a este giro será el que produzca la energía eléctrica.

Los reactores PWR utilizan como moderador la propia agua refrigerante, con la utilización de agua como moderador se consigue que este tipo de reactor sea muy estable.

Puesto que en el caso de que se produzca una gran subida de temperatura, consecuencia de un aumento de potencia del reactor de manera no controlada, la densidad del agua disminuye viéndose reducido el efecto moderador de ésta. Esto hace que los neutrones rápidos no pierdan tanta velocidad, por ello éstos no alcanzan una velocidad suficientemente baja como para producir otra fisión, provocando una bajada de potencia en el reactor que lo devuelve a la situación deseada.

La potencia en los reactores se regula mediante la concentración de ácido bórico en el refrigerante. Por lo tanto, se necesita un sistema que se encargue de regular la concentración de este absorbente de neutrones. Las barras de control son utilizadas principalmente en los momentos de arranque y apagado del reactor por razones de seguridad y control del proceso.

### 2.1.2.2) Reactores de agua en ebullición (BWR)

Se trata de un tipo de reactor muy similar al PWR, aunque éste se conoce como BWR, por sus siglas en inglés, Boiling Water Reactor. La diferencia fundamental con el PWR reside en que en este reactor hay un único circuito de agua, el cual se encuentra a una presión inferior, del orden de 75 veces la presión atmosférica y con esto se consigue que el agua entre en ebullición a unos 285°C. En la figura 17 se muestra un esquema de funcionamiento de este tipo de reactor.

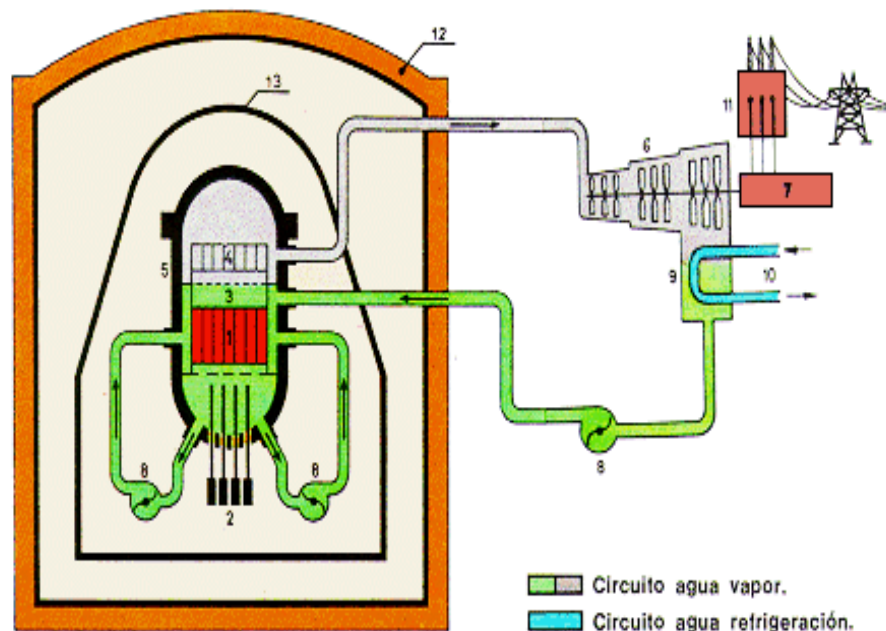


Figura 17 - Reactor BWR. Fuente: Elaboración propia

Los BWR están diseñados para que durante su operación, exista alrededor de un 15 % del agua en forma de vapor en la parte superior del núcleo del reactor. Este vapor pasará a través de unos separadores situados en la parte superior del núcleo del reactor, con la

finalidad de aumentar la calidad de este vapor. Posteriormente, este vapor atravesará la turbina haciendo que el generador produzca energía eléctrica.

Como consecuencia directa de tener un único circuito de agua, el vapor habrá pasado directamente a través del núcleo del reactor estando, consecuentemente, contaminado. Por esto, la turbina debe estar sellada minuciosamente y tener una protección radiológica acorde a la normativa internacional. Este sistema tiene unos costes de operación mayores que el PWR, los cuales hacen que se equilibre el coste total debido a un diseño notoriamente más sencillo.

En los reactores BWR no se disuelve boro en el refrigerante, sino que la potencia se regula mediante el caudal de refrigerante o con barras de control. Aunque, normalmente, se tiene como sistema de seguridad ácido bórico para ser inyectado en el refrigerante en el caso de necesitarse un apagado de emergencia.

Las barras de control, en este reactor, se utilizan en operaciones de arranque y apagado, aunque también y he aquí otra diferencia respecto al PWR, sólo cuando se trabaja hasta un 70 % de la potencia máxima del reactor.

Por encima de esta potencia, la regulación se lleva a cabo mediante el control de flujo de agua de refrigeración, como se comentó con anterioridad. Cuando se aumenta el flujo a través del núcleo, las burbujas de vapor que se forman son eliminadas más rápidamente, aumentando el efecto de moderación de neutrones del agua.

### ***2.1.2.3) Reactores de agua pesada presurizada (PHWR)***

Este tipo de reactor, conocido como PHWR de sus siglas en inglés, Pressurized Heavy Water Reactor, fue desarrollado en Canadá en los años 1950. Se le dio el nombre de CANDU, que viene de la expresión "CANada Deuterium Uranium", en referencia a su moderador de neutrones de óxido de deuterio (agua pesada) y su utilización de uranio natural como combustible.

El funcionamiento de este reactor es muy similar al de los reactores de tipo PWR. La diferencia con éste reside en la utilización de óxido de uranio sin enriquecer, es decir, el porcentaje del isótopo  $^{235}\text{U}$  se encuentra en una proporción del 0,72% frente a los PWR en los que la proporción de este isótopo se encuentra aproximadamente entre un 3-5%.

Consecuencia de esto, surge la necesidad de un moderador más eficiente pues las probabilidades de las fisiones se reducen. Por ello se utiliza lo que se denomina agua pesada.

El agua pesada es una molécula que tiene una composición química similar a la del agua pero se han sustituido los átomos de hidrógeno por deuterio. El deuterio es un isótopo estable del hidrógeno que tiene en su núcleo un protón y un neutrón, a diferencia de los átomos de hidrógeno que sólo tienen un protón, como se puede ver en la figura 18.

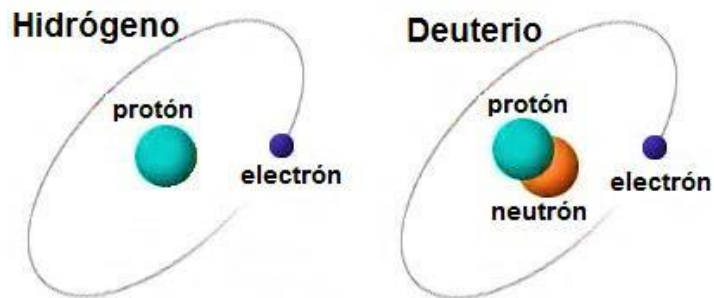


Figura 18 – Composición del agua pesada. Fuente: [3]

Al igual que en los reactores PWR, en los PHWR también hay un circuito primario que se encuentra a una presión muy elevada y que no entra en ebullición, alcanzándose temperaturas cercanas a los 300°C. El calor generado es transmitido del circuito primario al secundario para que el agua de éste se evapore y mueva la turbina que hace rotar los alternadores. Este circuito descrito se ilustra, en la figura 19.

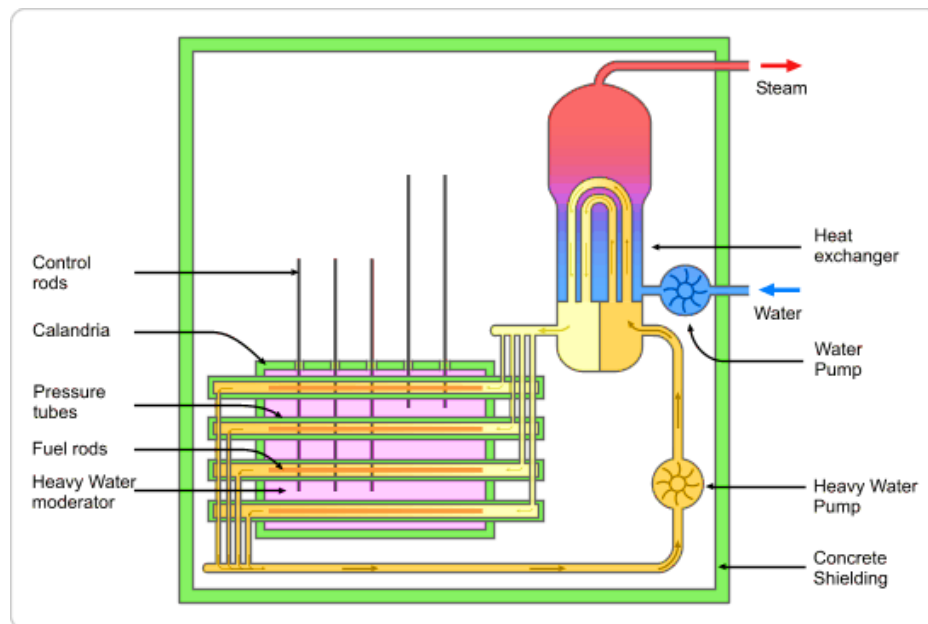


Figura 19 – Reactor CANDU. Fuente: Elaboración propia

#### 2.1.2.4) Reactores avanzados refrigerados por gas (AGR)

Los reactores tipo AGR, Advanced Gas-cooled Reactor, fueron desarrollados a partir del reactor Magnox. Este tipo de reactor, de segunda generación, se diferencia por utilizar un moderador sólido que normalmente es grafito y un refrigerante que es gaseoso, generalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y en ocasiones helio (He).

El dióxido de carbono circula a través del núcleo del reactor alcanzando temperaturas próximas a los 650°C. Después pasa a través de los tubos generadores de vapor, por donde el agua del circuito secundario se evapora y posteriormente hará girar la turbina haciendo que el

alternador genere energía. El esquema de funcionamiento de este reactor se puede ver en la figura 20.

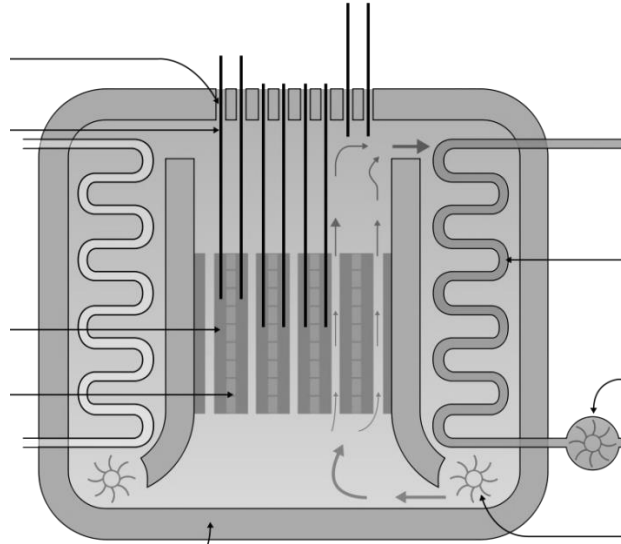


Figura 20 – Reactor AGR. Fuente: Elaboración propia

### **2.1.2.5) Reactor de agua ligera con moderador de grafito (RBMK)**

Este modelo de reactor, RBMK de sus siglas en ruso Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalniy, fue diseñado y construido únicamente por la Unión Soviética. Este reactor utiliza como refrigerante agua ligera y como moderador barras de grafito. El agua entra en él en fase de ebullición a unos 290°C, como en los BWR, pero en este tipo de reactor se utiliza uranio poco enriquecido o incluso uranio natural.

La principal ventaja de este reactor es que se construye un reactor de gran potencia sin necesidad de tener que separar isótopos. Proceso que es inevitablemente necesario tanto para enriquecer el uranio como para la obtención del agua pesada.

Sin embargo, presenta un gran inconveniente, al utilizar como moderador barras de grafito fijas, en el caso de producirse un aumento de la potencia, el cual lleva asociado un aumento de la temperatura, el agua se evapora más lo que produce que la refrigeración se vea reducida y, sin embargo, la moderación de neutrones continúe igual. Como consecuencia de este efecto, es un modelo de reactor muy peligroso y por eso no se han construido en países fuera de la Unión Soviética. Este tipo de reactor era el que había en el accidente nuclear de Chernobyl. En la figura 21 se muestra el esquema de un reactor nuclear tipo RBMK.

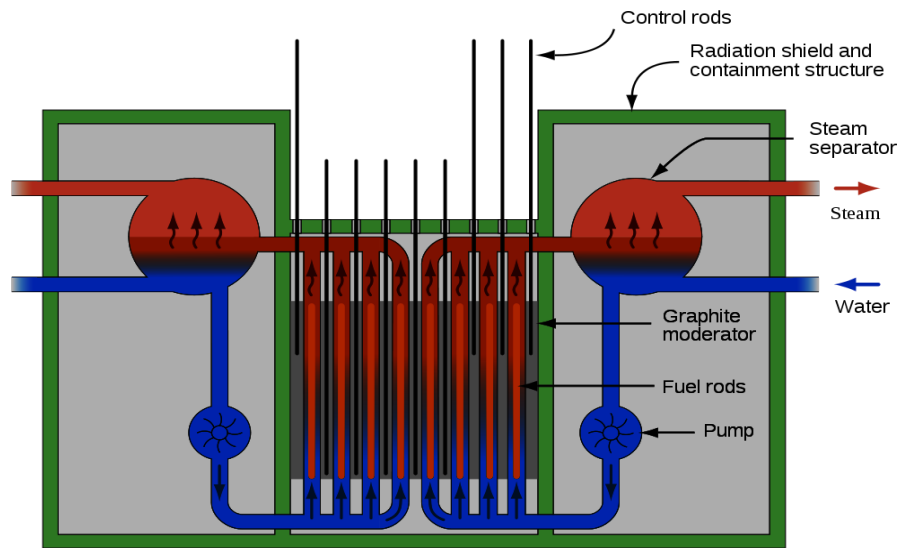


Figura 21 – Reactor RBMK. Fuente: Elaboración propia

### 2.1.2.6) Reactor rápido (FNR)

Los reactores FNR, del inglés Fast-Neutron Reactor, tienen la peculiaridad de que no utilizan un moderador, es decir, la reacción en cadena es sostenida por los neutrones rápidos. Para que se sostenga la reacción en cadena es necesario que el combustible sea muy rico en elementos físi­les comparado con el resto de reactores.

La ventaja fundamental de este tipo de reactores es que reduce la cantidad de radiactividad de los residuos. Además hay una reducción muy grande de la vida de los residuos que se generan, pues con neutrones rápidos la tasa de capturas en lugar de fisiones es muy inferior si lo comparamos con la tasa de capturas resultante de la utilización de neutrones lentos.

Otra ventaja es que este tipo de reactor puede ser alimentado a partir de los residuos de los reactores de agua ligera. Se debe al proceso de transmutación, es decir, unos elementos se transforman en otros. Para que esto sea posible el grado de enriquecimiento debe ser considerablemente mayor que en los otros tipos de reactores.

Por ejemplo, comparando el grado de enriquecimiento necesario en los PWR entorno a un 5%, con el grado de enriquecimiento necesario en este tipo de reactores, situado en, aproximadamente, un 20%. Se observa que es cuatro veces mayor aun con las dificultades que esto pueda implicar.

Este tipo de reactores está todavía en proceso de desarrollo e investigación y actualmente tienen un coste de construcción muy elevado. Será importante la investigación en los próximos años para lograr su desarrollo y así solventar algunos de los inconvenientes actuales del uso de energía nuclear.

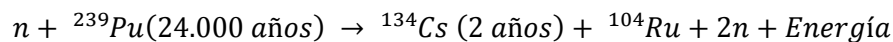


- **Transmutación**

Dentro de los reactores FNR, se ha mencionado el proceso de transmutación. A continuación, conviene dedicar unas líneas para explicar en qué consiste este proceso y su finalidad. La transmutación es, por definición, un proceso de conversión de un elemento químico a otro.

La aplicación de este proceso surge como solución para tratar el problema de los residuos, consiste en separar los distintos componentes de los residuos y transmutar una parte de estos para obtener un nuevo combustible nuclear. Con ello se transformaría un problema medioambiental, la gestión de residuos que veremos en próximos apartados, en una fuente de energía.

Llevar a cabo lo anterior, implica inducir reacciones nucleares y transformar un tipo de elemento en otro que tenga una vida más corta y que por consiguiente facilite su gestión. Un ejemplo de transmutación por fisión puede observarse en la siguiente ecuación. Donde un átomo de plutonio, isótopo  $^{239}\text{Pu}$ , cuya vida media de 24.000 años es transformado en un átomo de cesio, isótopo  $^{134}\text{Cs}$ , con una vida de 2 años y un átomo de rutenio, isótopo  $^{104}\text{Ru}$ , que es estable.



El proceso de transmutación es, por lo tanto, un proceso que ayuda a la gestión del combustible usado pues se encarga de reducir el tiempo durante el cual los residuos radiactivos emiten radiación, y además se puede aprovechar para producir energía de nuevo.

No obstante, aún presenta una serie de inconvenientes para su implantación. Se requiere de un desarrollo mayor de la tecnología para que el coste sea económicamente rentable. También hay que destacar que para que el proceso tenga éxito, los elementos introducidos deben tener una gran pureza y debido a esto los procesos de reprocesado deben ser altamente eficaces para no perjudicar los efectos positivos logrados mediante la transmutación.

Para dar por concluido este apartado, resulta interesante adjuntar la tabla 2 donde se recoge información sobre los distintos tipos de centrales nucleares, actualmente activas en el mundo.

Tabla 2 – Distribución mundial de los reactores nucleares

<b>Tipo de reactor</b>	<b>Principales países</b>	<b>Núm.</b>	<b>GWe</b>	<b>Combustible</b>	<b>Refrigerante</b>	<b>Moderador</b>
<b>PWR</b> (Reactor de agua a presión)	USA, Francia, Japón, Rusia, China	271	270.4	UO <sub>2</sub> enriquecido	Agua	Agua
<b>BWR</b> (Reactor de agua hirviendo)	USA, Japón, Suecia	84	81.2	UO <sub>2</sub> enriquecido	Agua	Agua
<b>PHWR</b> (Reactor de agua pesada, "CANDU")	Canadá	48	27.1	UO <sub>2</sub> natural	Agua pesada	Agua pesada
<b>AGR</b> (Reactor de gas enfriado)	Reino Unido	17	9.6	U natural, UO <sub>2</sub> enriquecido	CO <sub>2</sub>	Grafito
<b>RBMK</b> (Reactor de agua ligera y grafito)	Rusia	15	10.4	UO <sub>2</sub> enriquecido	Agua	Grafito
<b>FNR</b> (Reactor de neutrones rápidos)	Rusia	1	0.6	PuO <sub>2</sub> y UO <sub>2</sub>	Sodio líquido	-

## 2.2) Residuos

Durante este apartado, se persigue el objetivo de introducir al lector en el ámbito de los residuos nucleares. Para ello se definirán éstos, se clasificarán con el objeto de ver los distintos tipos que podemos encontrarnos en el panorama mundial y por último se hará una introducción a la importancia de la gestión de estos residuos tanto a nivel medioambiental como a nivel social.

### 2.2.1) Definición

Comencemos respondiendo a la siguiente pregunta, ¿Qué es un residuo nuclear? Para responder esta pregunta, vamos a recurrir a la definición usada en el VI Plan de Residuos Radiactivos [5], donde se define éste como: *“cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de radioactividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear”*.

Como se puede extraer de lo visto en capítulos anteriores y de la definición según [5], el principal inconveniente que presentan los residuos radioactivos es que emiten radiaciones ionizantes, lo que supone un riesgo para el ser humano y el entorno en el que vivimos la gestión y el control de éstos son, por tanto, imprescindibles con el fin de garantizar la seguridad.

Hay una gran diversidad de actividades que generan residuos radiactivos, todas ellas como consecuencia de las múltiples aplicaciones que ofrecen los isótopos radiactivos en diversos campos: generación de electricidad, en la medicina, bien para el diagnóstico o bien para el tratamiento de enfermedades, en la industria, para medir espesores o densidades, o en la arqueología.

Sin embargo, hay que destacar que el 95% de los residuos radiactivos procede de la actividad de generación de energía eléctrica en las centrales nucleares, tanto de las actividades relacionadas con el ciclo de combustible como en las labores de desmantelamiento una vez se acaba se alcanza el fin de la vida útil de las centrales y se procede a su cierre.

## 2.2.2) Clasificación

Para realizar esta clasificación, vamos a definir los residuos radioactivos de acuerdo a al informe [6]. En este informe se puede encontrar la siguiente clasificación.

- **Residuos Exentos o Desclasificables, RE** (en inglés, EW “Exempt Waste”): Son aquellos que están excluidos de la normativa general porque sus riesgos radiológicos son despreciables.
- **Residuos de Muy Corta Vida, RMCV** (en inglés, VSLW “Very Short-Lived Waste”): Aquellos que pueden ser almacenados para su descomposición durante un período limitado de unos pocos años, y pasados estos quedan fuera de la normativa general. En esta categoría se recogen los residuos que contiene principalmente radionucleidos con vidas medias muy cortas.
- **Residuos de Muy Baja Actividad, RMBA** (en inglés, VLLW “Very Low-Level Waste”): Son residuos que no encajan necesariamente con la categoría de desclasificables, pero que tampoco necesitan un nivel elevado de almacenamiento y aislamiento. Es decir, pueden ser almacenados en instalaciones tipo vertedero cerca de la superficie con una normativa para su control que garantice la seguridad. Las concentraciones de radionucleidos con una vida larga son, generalmente, muy bajas.
- **Residuos de Baja Actividad, RBA** (en inglés LLW “Low-Level Waste”): Los residuos incluidos en esta categoría ya empiezan a requerir de un nivel más sólido de aislamiento y almacenamiento por periodos superiores cercanos a los 100 años. Esta categoría incluye radionucleidos de corta vida a niveles de concentración más elevados y también radionucleidos de larga vida aunque estos en niveles de concentración bajos.
- **Residuos de Media Actividad, RMA** (en inglés, ILW “Intermediate-Level Waste”): Residuos que de acuerdo a su composición, particularmente compuesta por radionucleidos con una vida larga, requieren de un alto grado de aislamiento para su almacenamiento, superior a los de baja actividad. Sin embargo, los residuos de esta categoría no requieren, o si lo requieren sólo en una pequeña cantidad, de suministro para la disipación de calor durante su almacenamiento.
- **Residuos de Alta Actividad, RAA** (en inglés, HLW “High-Level Waste”): Esta última categoría agrupa a los residuos cuyos niveles de concentración de radionucleidos son suficientemente altos como para generar cantidades de calor muy elevadas durante su proceso de descomposición, el cual tiene una duración muy elevada debido a la larga vida de los radionucleidos. Por ello los residuos de esta categoría requieren de diseño de almacenamientos más complejos.

A continuación, se recoge la anterior clasificación en la figura 22 con la finalidad de simplificar toda la información anterior para su mejor comprensión.

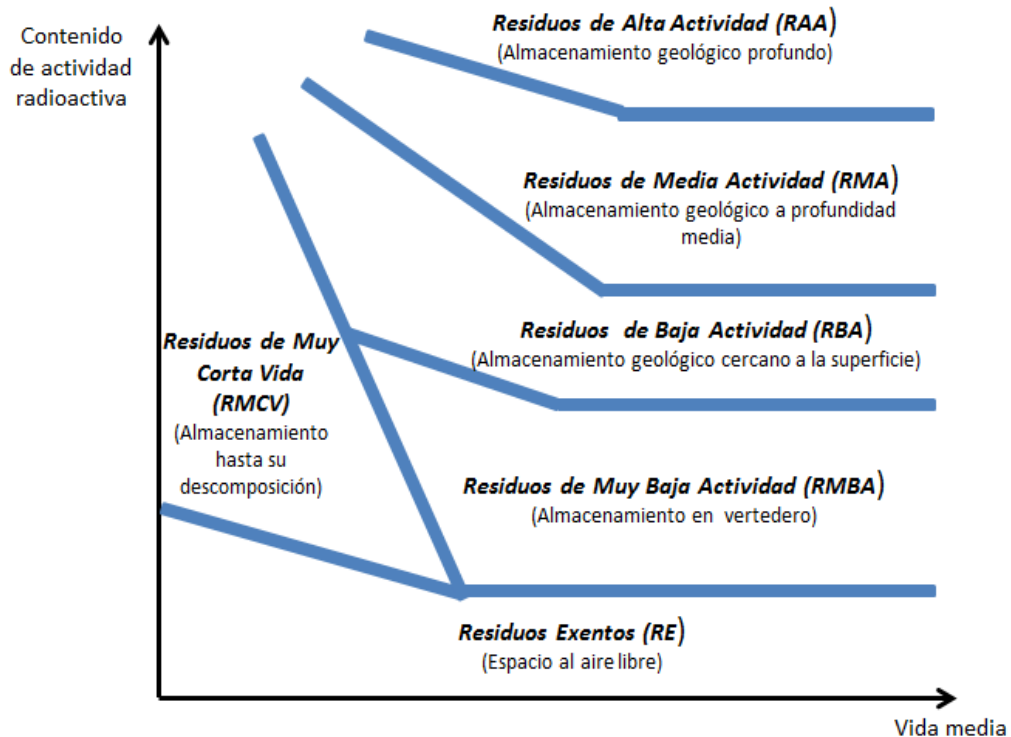


Figura 22 – Clasificación de los residuos nucleares. Fuente: Adaptación basada en [6]

### 2.2.3) Importancia de la gestión de los residuos

En este apartado, se va a introducir el problema de gestión de residuos, que posteriormente se desarrollará en profundidad en el apartado 3. El fin de este apartado es mostrar al lector la gran influencia, tanto económica como social, que tiene el tratamiento de los residuos nucleares.

Como en el capítulo 3, se detallarán las políticas de gestión de residuos nucleares: Ciclo Abierto y Ciclo Cerrado y se mostrarán los estudios previos realizados por diversas fuentes. Mientras que en el capítulo 5, se mostrarán los costes de estas políticas así como de la solución mixta que se estudiará.

Resulta de interés, previamente a estos capítulos, ver los distintos emplazamientos para los residuos nucleares, es decir, los lugares donde se almacenarán los residuos nucleares. Pues éstos serán necesarios, independientemente, de la política de gestión elegida por el país. Además, dichos emplazamientos requieren de una gran inversión económica así como de una gran cantidad de esfuerzos en materia de investigación y desarrollo.

Estos emplazamientos se pueden clasificar en 3 tipos, de acuerdo al tiempo que transcurre desde que salen del reactor hasta que se llevan a su almacenamiento definitivo, y

son: Almacenamiento en piscinas de las centrales, Almacén Temporal Centralizado (ATC) y Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), los cuales se proceden a detallar:

- **Almacenamiento en las piscinas de las centrales:**

Como su nombre indica, se trata de una instalación donde se acumularán las barras de combustible una vez éste es descargado del reactor nuclear, este combustible debe permanecer almacenado en las piscinas de las centrales hasta su enfriamiento.

La elección del agua, como refrigerante y aislador, en el almacenamiento dentro de estas piscinas, es debido a las beneficiosas características que ésta presenta como: Alto coeficiente de transmisión del calor, en materia de refrigeración, y buenas propiedades como blindaje, transparencia, manejabilidad y bajo coste, como características destacadas como aislante.

Las piscinas en el interior de las centrales nucleares suelen construirse con hormigón armado, el cual está revestido con acero inoxidable. Son estructuras extremadamente resistentes, debido a la importancia que estas piscinas tiene para la seguridad, estando dimensionadas incluso para soportar terremotos.

Su profundidad suele alcanzar los 10 o los 13 metros, con objeto de asegurar que las barras de combustible colocadas verticalmente y con una longitud de hasta 4,5 metros, sean totalmente cubiertas por varios metros de agua (requisito indispensable para garantizar el blindaje requerido por las distintas normativas mundiales), en la figura 23 se muestra una piscina de una central nuclear.

Además, se cuenta también con diversos elementos para garantizar el correcto funcionamiento y niveles de seguridad como son:

- **Detectores de fugas:** Cuya finalidad es avisar a la sala de control si se detectan escapes de algún tipo en las piscinas.
- **Sistemas de refrigeración:** Mediante intercambiadores de calor, se garantiza que el combustible siempre se encuentra sumergido y que la temperatura del agua se adecúa a la que es necesaria.
- **Sistemas de purificación del agua:** Para controlar que el agua del sistema de refrigeración mantiene las propiedades necesarias para el correcto blindaje.

Cabe destacar que todas las centrales nucleares españolas han cambiado los bastidores de sus piscinas, esto se ha hecho con el fin de retrasar la saturación de las mismas. Con ello se ha ganado tiempo para la toma de decisiones sobre el almacenamiento temporal en seco del combustible gastado en España, que como se verá aún es un asunto pendiente en la política de gestión de residuos.

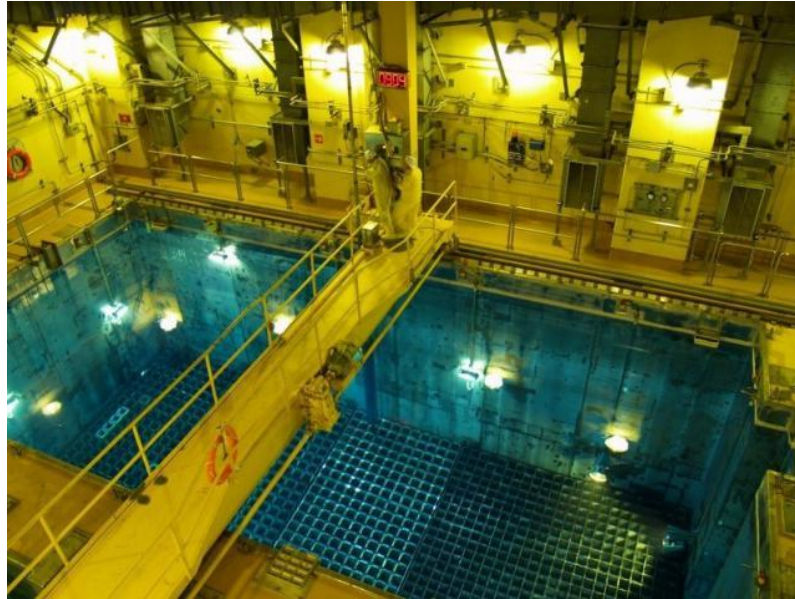


Figura 23 – Piscina de central nuclear. Fuente: [7]

- **Almacén Temporal Centralizado (ATC):**

Se trata de una instalación que, generalmente, se encuentra en la superficie y está destinada a gestionar y almacenar de una forma segura, temporal y reversible los residuos radiactivos procedentes de los reactores nucleares, aunque como se dijo en anteriores capítulos, también se almacenarán otros tipos de residuos procedentes de otras reacciones nucleares.

Es pues imprescindible tanto por razones técnicas, como de seguridad y económicas la implantación de un ATC. Técnicamente, debido a la próxima saturación de la capacidad de las piscinas de las centrales nucleares. En materia de seguridad, una vez las centrales nucleares cesan su actividad, es necesario llevar a cabo el desmantelamiento de éstas para evitar riesgos. Y Económicamente, resulta notoriamente más barato, del orden de 2,5 veces, construir un ATC que diferentes almacenes independientes para cada central nuclear.

En España, el proyecto del almacén temporal centralizado (ATC) se encuentra ya proyectado y se prevé su fecha de entrada en funcionamiento en el año 2019 con una vida útil estimada de 60 años, aunque debido a la inestabilidad política presente puede que la fecha de entrada se retrase. La instalación diseñada tiene espacio suficiente para almacenar todo el combustible generado por las centrales nucleares españolas así como todos los residuos de alta actividad procedentes del reprocesado ya realizado. Se ha diseñado así como consecuencia de no tener una política de gestión clara, lo que deja entrever que en España habrá una política de gestión de residuos mixta. En la figura 24 se muestra el proyecto de ATC de Villar de Cañas, Cuenca.

Aunque no se usará esta información aún, será necesaria para capítulos posteriores. En el estudio que se realizará, asumiremos que el ATC tendrá un coste fijo de 1.000 millones de \$ y un coste de operación constante durante los 60 años estimados de funcionamiento, dicho coste tendrá un valor de 5 millones de \$ al año en el caso del Ciclo abierto.

Mientras que en el Ciclo Cerrado, como se detallará en el capítulo 3, los residuos vitrificados de alta actividad procedentes del reprocesado representan un 20% del total del volumen del combustible gastado extraído de los reactores. Por ello, el coste de operación asociado al almacenamiento de estos residuos vitrificados será del 20% de los del Ciclo Abierto, es decir, 1 millón de \$ al año.

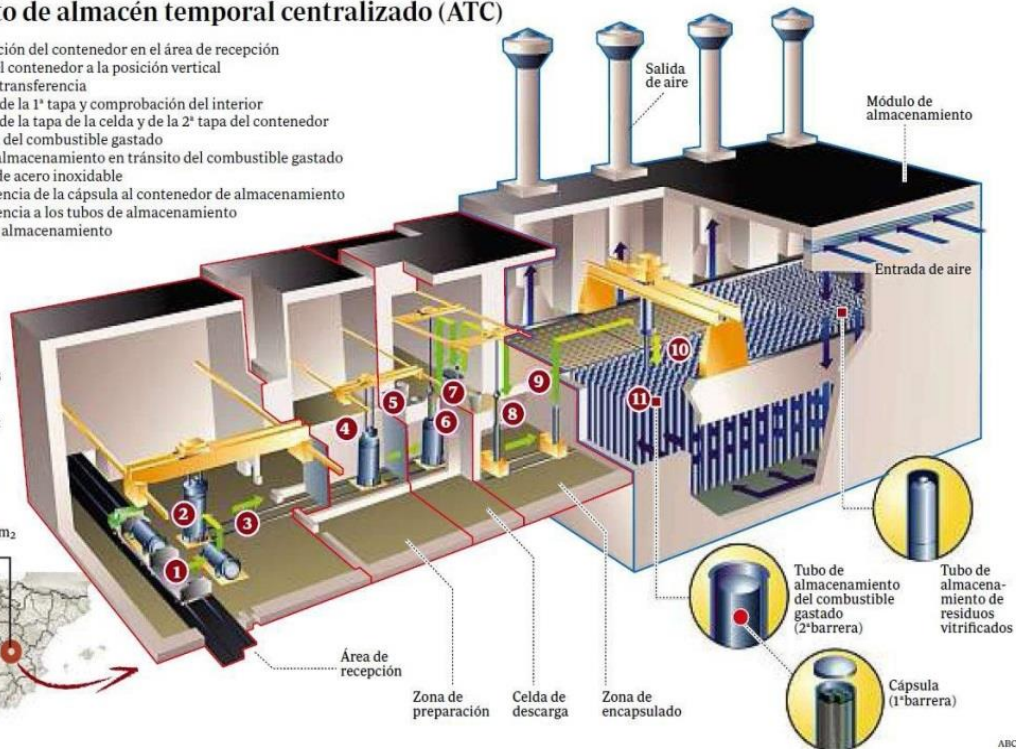
### Proyecto de almacén temporal centralizado (ATC)

- 1- Introducción del contenedor en el área de recepción
- 2- Volteo del contenedor a la posición vertical
- 3- Carro de transferencia
- 4- Retirada de la 1ª tapa y comprobación del interior
- 5- Retirada de la tapa de la celda y de la 2ª tapa del contenedor
- 6- Descarga del combustible gastado
- 7- Zona de almacenamiento en tránsito del combustible gastado
- 8- Cápsula de acero inoxidable
- 9- Transferencia de la cápsula al contenedor de almacenamiento
- 10- Transferencia a los tubos de almacenamiento
- 11- Tubos de almacenamiento

- Situación: Villar de Cañas (Cuenca)
- Habitantes: 446
- Altitud: 820 msnm
- Superficie: 70,60 km<sup>2</sup>
- Densidad: 6,32 hab/km<sup>2</sup>



Fuente: ENRESA



ABC

Figura 24 – Esquema del futuro ATC español. Fuente: [7]

- **Almacenamiento Geológico Profundo (AGP):**

Se trata de un almacén de residuos radiactivos de alta actividad, subterráneo, en el interior de formaciones geológicas. La necesidad de un AGP, al igual que la necesidad de un ATC, no es debida a la política elegida, ciclo abierto o ciclo cerrado, sino al hecho de que los residuos alta actividad o de semiperiodo largo tienen que almacenarse durante miles de años en las condiciones más seguras posibles que son las que ofrecen este tipo de almacén.

Los estudios e investigaciones para el desarrollo tecnológico necesario para la construcción de AGP llevan varias décadas en proceso y se cuenta, actualmente, con un gran conocimiento que avala esta opción. Sin embargo, aún existen aspectos, en fase de desarrollo que deben ser estudiados más en profundidad.

Esta opción de almacenamiento definitivo, aún se encuentra en fase de desarrollo, por ello varios países, entre ellos España, todavía no se han decantado por una opción de ciclo y almacenamiento y la correspondiente inversión que estos implican. Los residuos son temporalmente almacenados, en los ATC o en las piscinas de las centrales, hasta una solución definitiva.



En lo referente al desarrollo de estos almacenes, puede considerarse a Estados Unidos como el país más avanzado pues ya tiene una instalación de almacenamiento geológico profundo, ubicada en el estado de Nuevo México. No obstante, esta instalación está diseñada para almacenar residuos radiactivos de alta actividad procedentes del programa militar americano.

Para el almacenamiento de residuos de alta actividad de origen civil, estaba en proceso de construcción la instalación de Yucca Mountain, en el Estado de Nevada, pero el 3 de marzo de 2010 se clausuró definitivamente pues las estimaciones de costes cada vez eran más elevadas.

En Europa, el programa más avanzado en materia de construcción de un AGP se encuentra en Finlandia. En el año 2001 se aprobó en el parlamento el programa de almacenamiento geológico profundo, en Olkiluoto, denominado Onkalo, término que significa "cueva". Este AGP, aún en fase de construcción, alcanzará una profundidad de unos 500 metros y se accederá a él por una pista en espiral de unos 5 km de largo, como se muestra en la figura 25.

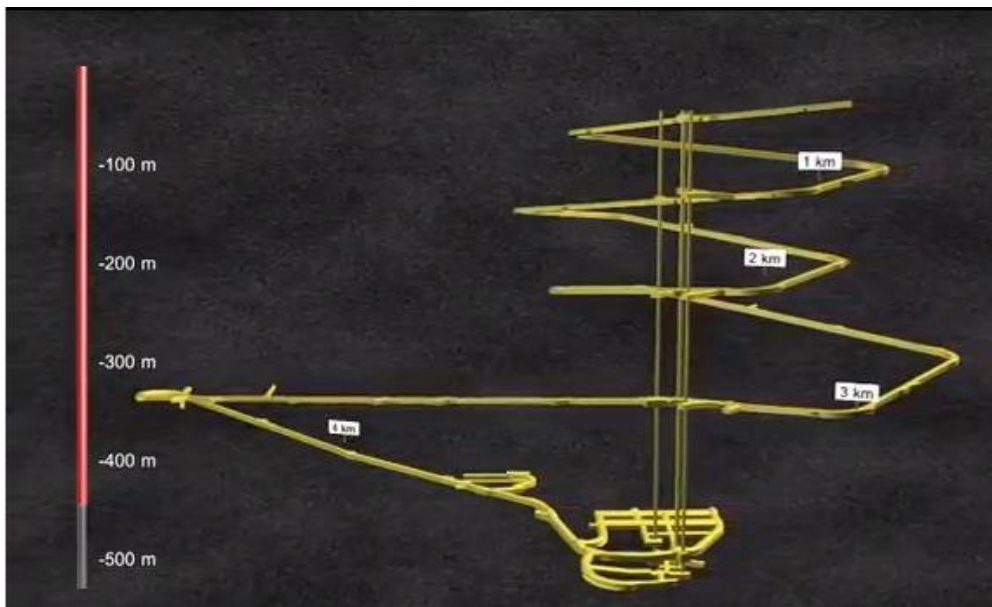


Figura 25 – Representación del AGP de Finlandia. Fuente: [8]

Esta construcción, diseñada para una duración de 100.000 años, se basa en un sistema de múltiples barreras que incluyen: La propia capa de rocas, los contenedores de varias capas, con un espesor de 5 cm, y un sellado de arcilla de bentonita. Se ha estimado que este proyecto tiene un coste aproximado de 3.000 millones de euros y se espera que en 2020 pueda entrar en funcionamiento.

## 3) Gestión de los residuos

En este capítulo, se detallarán las dos políticas de gestión de residuos con las que se cuenta en la actualidad, estas son: Ciclo Abierto y Ciclo Cerrado. A continuación, se explicará en que consiste cada una de ellas, así como sus similitudes y diferencias. También, se introducirán las distintas fases que componen cada una de dichas políticas de gestión de residuos, pues ello permitirá en capítulos posteriores estructurar con mayor claridad la política de costes.

### 3.1) Ciclo abierto

El ciclo abierto recibe este nombre porque es aquel en el que el material nuclear pasa solamente una vez por el reactor nuclear, en la terminología anglosajona se conoce como “open-cycle”.

En esta política de gestión de los residuos nucleares, el combustible usado por el reactor una vez se ha enfriado en las piscinas centrales, se procede a su almacenamiento en un ATC a la espera de ser enterrado definitivamente en un AGP. Para facilitar la comprensión de este proceso, se ilustra mediante la figura 26.

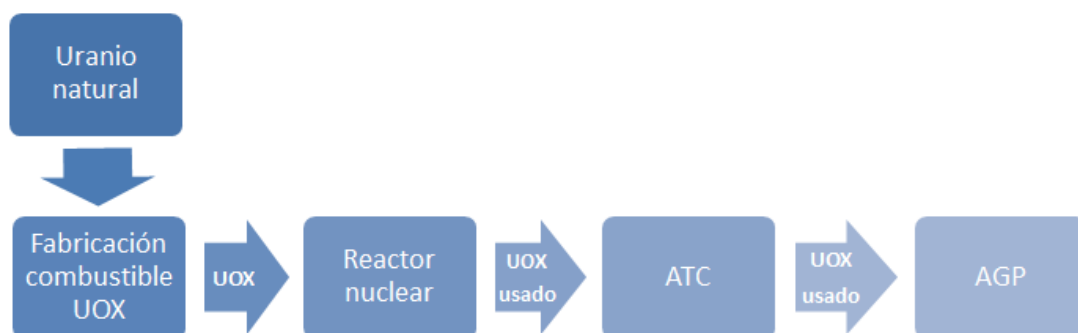


Figura 26 – Proceso de ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia

### 3.2) Ciclo cerrado

El ciclo cerrado, recibe este nombre porque es aquel en el cual el material nuclear después de pasar por el reactor nuclear, es reprocesado, esto se hace a fin de reutilizar material radioactivo aún útil en los residuos. En la terminología anglosajona se conoce como “closed-cycle”.

En esta política de gestión de los residuos nucleares, el combustible usado por el reactor, una vez se haya enfriado en las piscinas de las propias centrales, es enviado a las plantas de reprocesado, en el caso de España esto implicar enviar los residuos fuera del país al no contarse con la tecnología suficiente dentro de él para hacerlo, cuando estos residuos son reprocesados, los vidrios vuelven al país de origen para ser almacenados en el ATC y posteriormente en el AGP. Para facilitar la comprensión de este proceso, se ilustra mediante la figura 27.

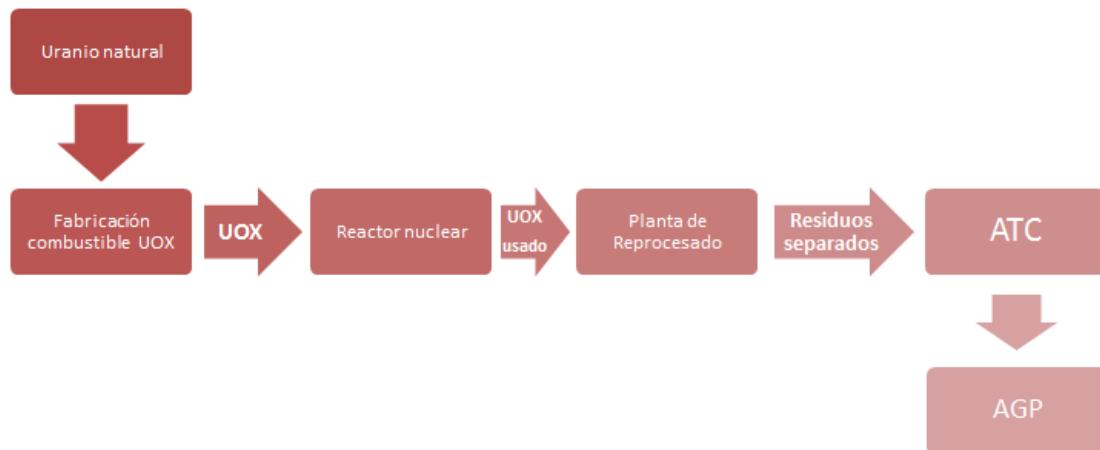


Figura 27 – Proceso de ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia



Figura 28 – Comparativa de las fases del ciclo abierto y el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia

Como se puede deducir, la diferencia entre un proceso y el otro radica en el reprocesado, en capítulos venideros se verá esta diferencia en lo que a costes se refiere. Para terminar de aclarar la diferencia entre un proceso y otro resulta de gran utilidad ver la figura 29 que ilustra con simpleza estos procesos.

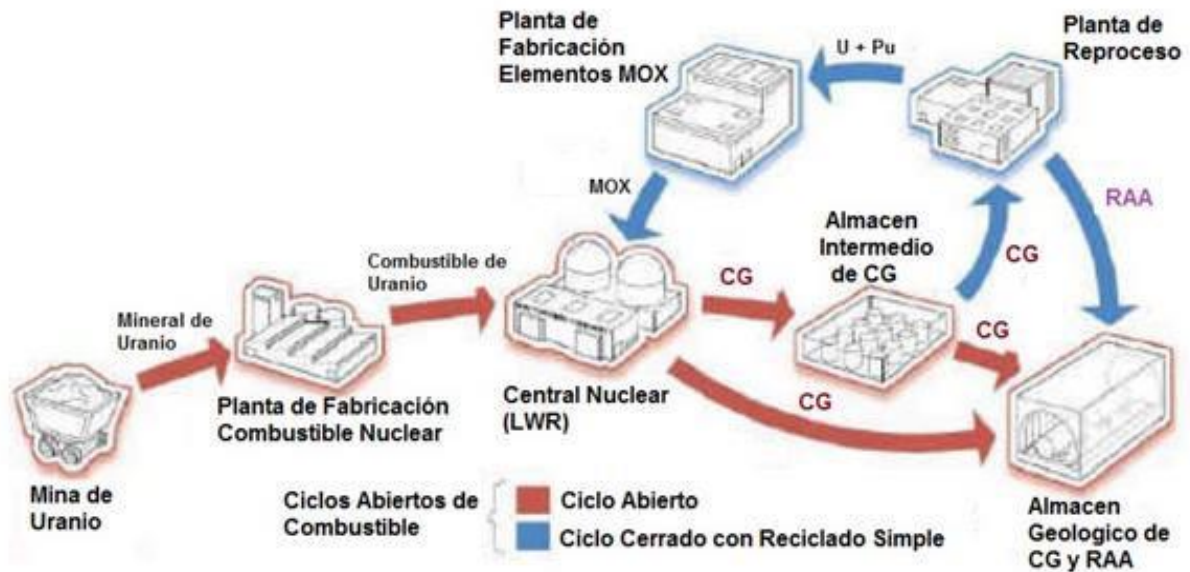


Figura 29 – Opciones de gestión del combustible nuclear gastado. Fuente: [9]

En función de lo que se ha visto en los anteriores apartados, 3.1 y 3.2. Se va a explicar brevemente en que consiste el proceso de reprocesado, así como la diferencia entre reprocesado y reciclado, términos de uso cotidiano pero que no son exactamente lo mismo y ello a veces lleva a la confusión.

- **El reprocesado**

Una característica muy importante en lo que a energía nuclear se refiere es que el combustible utilizado sigue teniendo un alto contenido energético, al contrario que en otras fuentes de energía que una vez el combustible es usado no queda un residuo útil.

Por tanto, el residuo nuclear puede ser reprocesado para recuperar aquellos materiales físi­les aún útiles para su futuro uso en plantas nucleares, en la tabla 3 puede verse una composición aproximada del combustible nuclear una vez extraído del reactor.

Tabla 3 – Composición del combustible nuclear extraído. Fuente: [10]

Combustible gastado en un reactor	Isotopos de Uranio
Uranio (95,6%)	U-238 (98,5%)
Productos de fisión (2,9%)	U-235 (0,5% - 1%)
Plutonio (0,9%)	U-236 (0,5%)
Cesio y Estroncio (0,3%)	U-234 (0,02%)
Iodo y Tecnecio (0,1%)	U-237 (0,001%)
Otros (0,1%)	U-232 (<0,001%)
Actínidos menores (0,1%)	U-233 (<0,001%)

Los principales motivos que han dado pie al desarrollo del reprocesado son dos: La obtención de uranio y plutonio, para su uso posterior mejorando así la eficiencia del proceso y

reduciendo el desperdicio de materia prima, y ayuda a reducir el volumen de residuos de alta actividad, con el reprocesado se reduce hasta una quinta parte el volumen de residuos nucleares obtenidos y, además, el nivel de radioactividad de éstos tras el reprocesado es mucho menor. La capacidad mundial actual de reprocesado se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4 – Capacidad mundial de reprocesado. Fuente: [10]**

		Toneladas/año
<b>Combustible de LWR</b>	Francia, La Hague.	1700
	Reino Unido, Sellafield.	900
	Rusia, Ozersk.	400
	Japón, Rokkasho.	800
	<i>Total</i>	<i>3800</i>
<b>Otros tipos de combustible</b>	Reino Unido, Sellafield.	1500
	India	330
	<i>Total</i>	<i>1830</i>
<b>Capacidad total mundial</b>		<b>5630</b>

En la actualidad, el proceso de reprocesado más usado en todas las plantas comerciales de reprocesado es el proceso hidrometalúrgico: PUREX, acrónimo de “Plutonium and Uranium Recovery by EXtraction”. Un proceso consistente en la separación de uranio y plutonio mediante extracciones parciales usando diferentes solventes. Posteriormente, ambos vuelven a la primera parte del ciclo del combustible nuclear.

El proceso PUREX de una manera esquemática, se muestra en la figura 30. Comienza con la disolución del combustible nuclear gastado en una mezcla acuosa de ácido nítrico. Después, se procede a una mezcla intensa con un solvente orgánico, que generalmente, se trata de una mezcla de 30% Tributyl Phosphate (TBP) y 70% de queroseno. El uranio y el plutonio pasan a una forma orgánica, es durante el mezclado cuando los productos de fisión permanecen en la fase acuosa. Se llega, finalmente, a la separación del uranio y el plutonio.

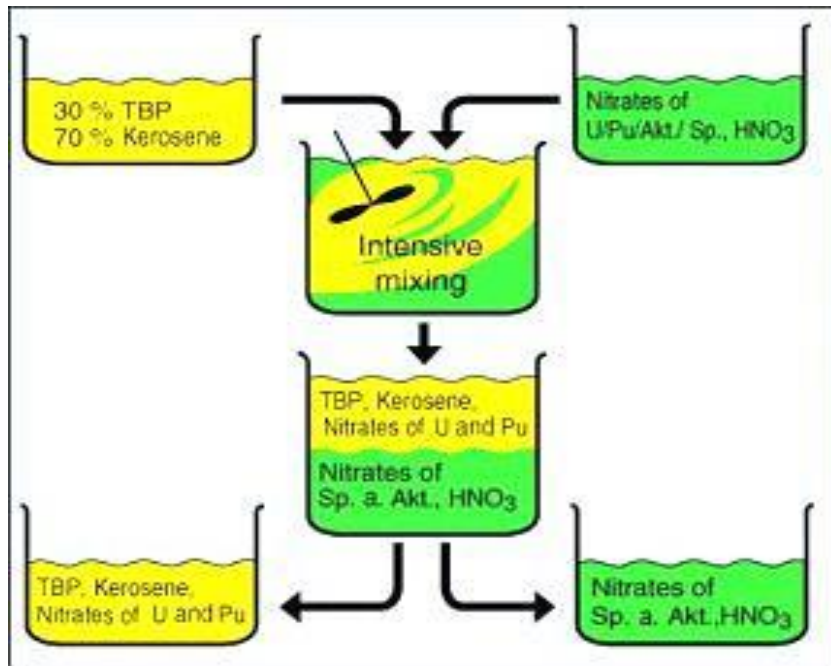


Figura 30 – Proceso PUREX. Fuente: [11]

Antes de concluir, resultará de gran interés para el posterior estudio económico establecer la relación entre los materiales reprocesados y los vitrificados que después retornaran al país para su posterior almacenamiento. Para ello, se mostrará la figura 31 y basándonos en ella se podrá sacar dicha relación.

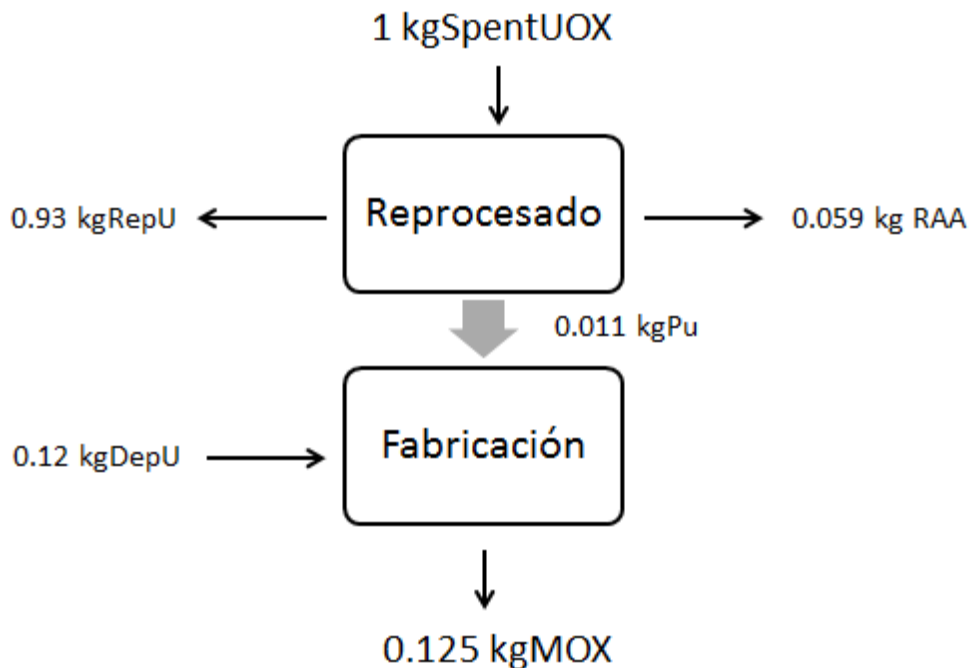


Figura 31 – Flujos de masa del combustible reprocesado. Fuente: [12]

Del diagrama de masas se puede extraer la siguiente relación, la cual será de gran utilidad en el estudio que se realizará en el apartado 5.1.5.

$$\frac{0.059 \text{ kg vidrios}}{1 \text{ kg UOX}} = 0.059 \frac{\text{kg vidrios}}{\text{kg UOX}}$$

Para concluir, se procede a explicar la diferencia entre los términos reprocesado y reciclado.

- El reprocesado, es una fase que comienza con la recuperación de las pastillas de combustible gastado. Una vez obtenidas dichas pastillas de combustible, éstas se disuelven con una mezcla de ácido y agua, comenzando el proceso PUREX descrito. Acabando dicho proceso con el uranio y el plutonio separados al igual que los actínidos en la disolución ácida acuosa junto con otros productos de fisión.
- El reciclado, es la fase que tiene lugar después del reprocesado, y consiste en la fabricación de nuevo combustible a partir de la parte reutilizable del mismo, el cual puede llegar a poseer hasta un 4% de uranio enriquecido ( $U_{235}$ ). La parte correspondiente de uranio empobrecido ( $U_{238}$ ) procedente del reprocesado, se mezcla con plutonio en una proporción del 92% y 8%, respectivamente, para fabricar combustible MOX (óxidos mixtos).

### 3.3) Estudios previos

Durante la última década, diversos estudios [6], [13], [14], [15], [16], [17], [18], [19] y [20] se han desarrollado con el objetivo de comparar las dos principales estrategias de combustible usado, como se ha descrito, ciclo abierto y ciclo cerrado.

- Estrategia 1: Eliminación del combustible nuclear generado por las centrales nucleares que operan mediante ciclo abierto o de "un solo paso" en un depósito geológico profundo.
- Estrategia 2: Eliminación del combustible implantando un ciclo cerrado del combustible mediante el reprocesamiento y el reciclaje del combustible nuclear gastado.

Uno de los últimos análisis económicos, realizados por W. Ko y F.Gao [21], muestra que la diferencia en coste del ciclo de combustible entre la estrategia de ciclo cerrado y la de ciclo abierto es insignificante. Por tanto, otros factores intangibles juegan un papel de gran relevancia en la determinación de las futuras opciones del ciclo del combustible nuclear.

G. De Roo y J. E. Parsons [22] han desarrollado la primera metodología para calcular el coste nivelado de la electricidad, en inglés LCOE (Levelized Cost Of Energy), cuya aplicación se ha extendido al estudio de las distintas estrategias.

Por su parte, P. Hoögselius [23] da una explicación de porqué los países con grandes centrales nucleares del mundo difieren entre sí respecto a sus políticas de combustible nuclear generado, esto se produce de acuerdo con los siguientes cinco factores principales:



Aspiraciones militares, cultura tecnológica, cultura política y de la sociedad, condiciones geológicas y la política energética.

La evaluación del panorama energético, y más concretamente del nuclear, en el Reino Unido realizada en [24], también estudia las estrategias a largo plazo para el almacenamiento, recuperación o eliminación del combustible nuclear y sus residuos. Tanto actuales como futuros para el caso del Reino Unido.

Los estudios desarrollados en los EE.UU. tienden a comparar cada una de las opciones del ciclo del combustible desde el punto de vista de la sostenibilidad, el riesgo de la proliferación, la viabilidad comercial, la gestión de residuos y la seguridad energética con el fin de definir el futuro de la energía nuclear, [25], [26] y [27].

G.D. Recktenwald y M.R. Deinert [28] presentan un análisis probabilístico de los costes de construcción, operación y desmantelamiento de las instalaciones en los cuales se incurriría para reprocesar el combustible nuclear que los Estados Unidos generaron durante un marco temporal de unos cien años.

A pesar de que la industria dedicada a la energía nuclear en China es relativamente joven y la gestión de su combustible nuclear usado aún no es una gran preocupación, el compromiso de China con la energía nuclear y su rápido ritmo de desarrollo requieren un análisis detallado de su futuro. Y. Zhou, [29] y [30], en sus estudios llegó a la conclusión de que China puede y tiene la obligación de mantener una operación de reprocesado para cumplir con sus actividades de I+D antes de que su programa de reactores rápidos se desarrolle.

J.Y. Suchitra, en el paper [31], evalúa los aspectos económicos de reprocesamiento en la India así como el coste de producir plutonio para el programa de reactores rápidos. Con ello sugiere un coste de reprocesamiento de aproximadamente 600 \$/ kgHM con los supuestos favoreciendo a la opción de reprocesado, mientras que para otras opciones presenta un coste de 675 \$/ kgHM.

## 4) Situación española

En este capítulo se procede a contextualizar el problema de la política de gestión de residuos en España. Para ello, se comenzará presentando al lector la situación que se encuentra actualmente, posteriormente se realizará un análisis de esta situación, la finalidad de éste, no es otra, que obtener las posibles soluciones. Por último, basándonos en el contexto y en los resultados del análisis, se planteará el problema que se resolverá en el capítulo 5.

### 4.1) Introducción

Como se ha visto en capítulos previos, el gran problema que se plantea en los países con actividades nucleares es la política de gestión de los residuos radioactivos, principalmente, aquellos procedentes de la generación de energía eléctrica y que como se clasificó, son los llamados de alta radioactividad.

El origen de la energía nuclear en España se remonta a finales de los años cuarenta, cuando se creó una Comisión dentro del Consejo Superior de Investigaciones Científicas si bien no fue hasta el año 1963 con la creación de la Ley sobre la Energía Nuclear cuando se autoriza la construcción de la primera central nuclear española en Almonacid de Zorita. Éste fue el comienzo de la energía nuclear en España, la cual experimentó un gran desarrollo como resultado de la crisis del petróleo y del desarrollo por parte de los americanos de los reactores de agua a presión.

A la central de Zorita le seguiría la construcción de dos nuevas centrales: la central de Santa María de Garoña, en 1971, y Vandellós I, en 1972. Tras ello, se comenzó la construcción de nuevas centrales de Generación II, éstas son las que continúan en funcionamiento en la actualidad. Dicho auge por la implantación de centrales nucleares fue paralizada a comienzos de la década de los 80, consecuencia de la llegada del nuevo gobierno en 1982, comprometido a limitar la potencia del sector nuclear a 7500 MW, hecho provocado por la fuerte oposición social tras el accidente de Three Mile Island (Estados Unidos).

Todo ello abocó a la cancelación de gran parte del programa nuclear iniciado por las eléctricas españolas en la década de los 70, estando incluso algunos de estos proyectos a punto de entrar en funcionamiento. Derivando esto a la conocida moratoria nuclear como solución que el gobierno dio a las eléctricas españolas que estaban llevando a cabo estos proyectos para compensarlas por la derogación de la inversión. Algunos de los estos grupos anulados son: Dos grupos en Lemóniz, en Vizcaya, dos grupos en Valdecaballeros, en Badajoz y un segundo grupo en Trillo, en Guadalajara.

En el Sector Eléctrico, el 27 de noviembre de 1997, se liberalizó el mercado de generación y comercialización de la energía eléctrica, este hecho permite la construcción de cualquier tipo de central, siempre y cuando se cumpla la normativa vigente. Sin embargo, los elevados costes de inversión y seguridad no atraen el capital necesario para la construcción de nuevas centrales nucleares.

A la ley de liberalización del mercado de 1997, le siguió el Real Decreto 1464/1999 el cual introdujo varias disposiciones en materia nuclear, destacando:

- La creación de un stock de reserva de combustible, con abastecimiento suficiente para el funcionamiento durante 5 años de las centrales españolas.
- La obligación que tienen las centrales nucleares de disponer de una recarga de combustible con al menos dos meses antes de que ésta sea necesaria.
- Una reserva conjunta de uranio enriquecido. Esta condición originó la creación de la CAU (Comisión de Aprovechamiento del Uranio) por parte de las compañías propietarias de las centrales, con el fin de planificar el suministro de uranio a medio y largo plazo.

Actualmente, están en funcionamiento cinco centrales nucleares con un total de siete reactores, todas ellas se recogen en la tabla 5 y pueden ser situadas en la geografía española de acuerdo a la figura 32, siendo todos estos reactores de Generación II.

**Tabla 5 – Centrales nucleares en operación en España. Fuente: [32]**

Nombre del Grupo	Potencia [MWe]	Tipo de reactor	Inicio de operación
Almaraz I (Cáceres)	1.049,4	PWR Westinghouse	Septiembre 1983
Almaraz II (Cáceres)	1.004,5	PWR Westinghouse	Julio 1984
Ascó I (Tarragona)	1.032,5	PWR Westinghouse	Diciembre 1984
Ascó II (Tarragona)	1.027,2	PWR Westinghouse	Marzo 1986
Cofrentes (Valencia)	1.092	BWR General Electric	Marzo 1985
Trillo (Guadalajara)	1.066	PWR KWU-Siemens	Agosto 1988
Vandellós II (Tarragona)	1.087,1	PWR Westinghouse	Marzo 1988



Figura 32 – Distribución del parque nuclear español. Fuente: Adaptación basada en [7]

Todos estos reactores, constituyen el 7,2% de la potencia instalada en el país y en el 2014 generaron 57.304,23 GWh, con un factor de operación medio cercano al 90%, lo que supuso un 20,5% de la energía generada en este año [33].

Para comprender la situación española en materia de energía nuclear, es necesario tener en cuenta dos aspectos de vital importancia. En primer lugar, la percepción social, que ha ganado peso tras los accidentes en Chernobyl (1989) y Fukushima (2011). Y en segundo lugar la falta de una política energética estable en lo que concierne a las distintas tecnologías de generación de energía tanto convencionales, donde se puede incluir a la energía nuclear, como a las renovables.

Toda esta inseguridad referente al apoyo de la energía nuclear, genera diversas incertidumbres, entre las que destacan: La extensión de la vida útil de las centrales nucleares, para conseguir más tiempo para la elección de la política que mejor se adapte al país, así como la opción más económica para la gestión de los residuos.

Como consecuencia de lo anterior, se demuestra que es necesaria la puesta en funcionamiento del almacén temporal centralizado pues daría temporalmente una solución a la gestión del combustible gastado durante muchos años, reduciendo además, notablemente, tanto el riesgo medioambiental como el coste que acarrea tener varios almacenes repartidos por la geografía española en lugar de uno centralizado.

En España, el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [5] previó un funcionamiento en ciclo abierto para el cual se proyectó la creación de un Almacén Temporal Centralizado en

Villar de Cañas (Cuenca). Aunque debido a la inestabilidad política y a la mala planificación, siendo un proyecto aprobado en 2011, aún se encuentra paralizado. Todo ello no hace más que generar problemas en la futura gestión de los residuos nucleares en España.

No obstante, en los años 70, en España se optó por reprocesar el combustible gastado de las centrales de Generación I hasta el año 1982, salvo en el caso de Vandellós I que prosiguió con una política de ciclo abierto. Esto quiere decir que España tiene experiencia ya en el reprocesado, que se sabe cómo son estas negociaciones con los países encargados, Francia y Reino Unido, y lo más importante de esto es que ya hay residuos reprocesados que tendrán que volver a España para ser almacenados definitivamente. Esto da pie a justificar la tesis de este proyecto en búsqueda de la solución mixta óptima.

Parece pues que la distintas tendencias actuales, empujan a la política de gestión de residuos nucleares española hacia una política de gestión mixta, es decir, una combinación del ciclo abierto y cerrado con la que se pretende aprovechar las ventajas que ambos ofrecen, minimizando el coste. La búsqueda del óptimo de este mix, será el principal objetivo a alcanzar en este proyecto.

Al margen de las propias centrales, las cuales serán el objeto principal de estudio del proyecto, en España existen varias plantas que participan en la producción de residuos nucleares. Otras instalaciones que producen residuos radioactivos son hospitales, industrias y centros de investigación. En instalaciones médicas es cada vez más frecuente el uso de isótopos radiactivos para el diagnóstico y tratamiento de enfermedades. Estas actividades producen residuos radiactivos de media o baja radioactividad, aunque en la realidad deberían de tenerse en cuenta en materia de almacenamiento tanto del ATC como del AGP, en este proyecto se obviarán por ser una mínima parte del volumen generado.

## 4.2) Análisis

La energía nuclear tiene, por lo tanto, una gran importancia en el mix energético de nuestro país. Debido a su principal característica, gran capacidad de generación de electricidad a un coste muy bajo, la cual usa esta tecnología como generadora de la energía de base de la curva de demanda.

Con siete reactores en funcionamiento en la actualidad, satisface de forma casi permanente 7.866 MW, lo que significa un 7,7% de la capacidad total de generación, 102.259 MW en el conjunto del país como se ve en la figura 33.

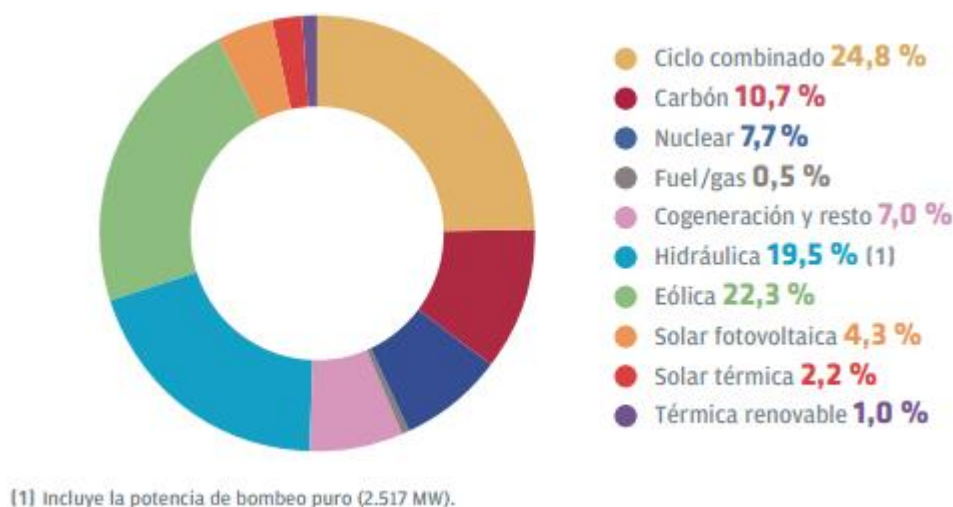


Figura 33 – Mix energético español. Fuente: REE

La energía nuclear presenta diversas ventajas, siendo el coste de inversión muy elevado, ésta nos ofrece un sistema estable y robusto. Además, las fuertes medidas de seguridad adoptadas, a través de los años de experiencia, reducen los riesgos de modo que las centrales pueden operar en condiciones seguras tanto para los trabajadores como para el entorno. Así mismo han mejorado considerablemente las políticas de gestión de los residuos radioactivos de origen nuclear.

Todas estas características, se unen a un bajo coste de producción que comparándolo con el de otras tecnologías, hacen que sea indispensable y participe siempre en el perfil previsto de demanda, como energía de base. Cabe destacar que la generación de energía nuclear contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, pues dicha energía no contamina con emisiones la atmósfera.

Por otra parte, las medidas de protección para garantizar la seguridad acarrear, en general, un aumento en los costes a lo largo del ciclo de combustible nuclear. Además, la influencia de la ley española de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética (*Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE, 28\_12\_2012*) abocó hacia un cambio considerable en el balance económico para la tecnología nuclear, esto se debe al incremento de las cargas tributarias por almacenar el combustible UOX gastado obtenido en el proceso de generación de electricidad, cargas fiscales que se aplican tanto al ciclo abierto como al ciclo

cerrado aunque de maneras diferentes. La política de cargas fiscales, será detallada en el capítulo 5, ya que influye en los costes de manera notable.

Diversos estudios, destacando los de la Cátedra Rafael Mariño [9], [34], [35], [36], [37], se han encargado de la comparación del coste de gestión del combustible usando las dos alternativas que se detallaron en el capítulo 3, ciclo abierto y ciclo cerrado, en estos estudios se ha tenido en cuenta las cargas fiscales que impone la legislación española pero no se han considerado los créditos recibidos por la venta de las materias reprocesadas, esto es así porque en la actualidad ningún país está obteniendo dichos créditos. Con todo ello, el ciclo abierto resulta tener un coste del 6,6% menor que el ciclo cerrado.

Sin embargo, hay que resaltar las tendencias crecientes del precio del uranio natural en los últimos años, consecuencia de la ley de oferta y demanda económica, las diferentes políticas de los gobiernos en busca de modelos más sostenibles y por último el avance de la tecnología en materia de reprocesado.

Todas las anteriores presentan una mejora de la posición actual del ciclo cerrado, en lo que a costes económicos se refiere y darán pie a distintas hipótesis que se llevarán a cabo en la estimación de costes del capítulo 5 las cuales no se han tenido tenidas en cuenta en la bibliografía considerada.

## 4.3) Planteamiento del problema

De todo lo anterior, es posible enunciar brevemente el problema que se plantea, así como los objetivos que se pretenden alcanzar con la realización del estudio que tendrá lugar en el capítulo 5. Posteriormente, en el capítulo 6 una vez realizado dicho estudio, se darán las conclusiones obtenidas y se compararán con los objetivos planteados en este apartado.

A raíz de la información presentada en el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [5]. Obtenemos el cronograma de la vida útil de las centrales nucleares españolas; éste queda recogido en la figura 34. Este cronograma servirá de base para el que se usará en este proyecto, el cronograma modificado en el cual la vida útil de todas las centrales en funcionamiento se prolonga durante 20 años, siendo recogido en la figura 35.

Para continuar con el planteamiento del problema para el caso español, es necesario establecer la cantidad de combustible UOX a gestionar, es decir, el combustible procedente del legado acumulado en las piscinas de las centrales nucleares a fecha 31/12/2015 y por otro lado, las toneladas de combustible UOX que son usadas cada año en las centrales que aún se encuentran en fase de operación.

Se necesita pues conocer las toneladas de combustible nuclear gastado almacenado en las centrales nucleares españolas a fecha 31/12/2015, para ello se parte de los datos publicados en el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [5].

Supuesto que las recargas de combustible en cada central no varían cada año, la cantidad de combustible UOX introducido en las centrales se considera lineal. Lo que permite hacer una extrapolación de las toneladas de combustible gastado que se encuentra acumulado a fecha 31/12/2015, a partir de los datos de 2005 y 2011, con la excepción de la central de Santa María de Garoña, cuya actividad cesó el 31/12/2012. En la tabla 6 se especifican los resultados de dicho cálculo, obteniéndose un total de 4525,7 toneladas de combustible

gastado a gestionar según cada alternativa: ciclo abierto, ciclo cerrado y la solución mixta combinación de las dos anteriores.

**Tabla 6 – Extrapolación del combustible nuclear gastado acumulado en las centrales nucleares españolas. Fuente: [5]**

Central nuclear	Legado de combustible UOX gastado acumulado [T]			
	A fecha 31/12/2005	A fecha 31/12/2011	Extrapolación Garoña 31/12/2012	Extrapolación a 31/12/2015
José Cabrera	82	82		82
Sta. María Garoña	311	353	360	360
Almaraz I	465	586		666,7
Almaraz II	432	553		633,7
Ascó I	417	499		553,7
Ascó II	408	489		543
Cofrentes	551	647		711
Vandellós II	360	412		446,7
Trillo	344	455		529
<b>TOTAL UOX gastado</b>	<b>3.370</b>	<b>4.076</b>		<b>4.525,7</b>

Con esta información y la definición de costes unitarios que se realizará en el capítulo 5 se podrá estimar el coste de las distintas opciones. Por último, para terminar de plantear el problema es necesaria la información referente a la tasa, la cual representará un coste importante, a abonar al estado por el uso de combustibles nucleares.

Dicha tasa viene recogida en la Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética, de la cual se adjunta una copia en el Anexo D, y la información que resultará de interés en nuestro estudio queda sintetizada a continuación en los puntos clave y en las tablas 7 y 8.

- Para la producción de combustible gastado resultante de la generación de energía nuclear la tasa impositiva será de 2.190 € / kgUOX.
- Para el almacenamiento de combustible nuclear gastado a lo largo del periodo de estudio la tasa impositiva será de 70 € / kgUOX.
- Para el almacenamiento de residuos radiactivos de alta actividad la tasa impositiva será de 30.000 € / m<sup>3</sup>.

Dichas tasas quedan sintetizadas en las siguientes tablas:



Tabla 7 – Tasas para el ciclo abierto

<b>Tasas de los diferentes tipos de impuestos para ciclo abierto</b>	
Producción de combustible UOX gastado (M€ / TUOX)	2,19
Almacenamiento de combustible UOX gastado (M€ / TUOX)	0,07

Tabla 8 – Tasas para el ciclo cerrado

<b>Tasas de los diferentes tipos de impuestos para ciclo cerrado</b>	
Producción de combustible UOX gastado (M€ / TUOX)	2,19
Almacenamiento de RAA (M€ / m <sup>3</sup> )	0,03





Por lo tanto, los objetivos del proyecto se pueden resumir en:

- Calcular el coste total para las dos alternativas básicas de gestión del combustible UOX gastado generado en España hasta el 31/12/2015, ciclo abierto y ciclo cerrado con una prolongación de veinte años del periodo de operación previsto en la actualidad de los reactores nucleares debido a la vida útil de las centrales pues diversos estudios apoyan esta posibilidad. Se aplicarían a lo anterior, además, las cargas fiscales que impone el estado español.
- Calcular la solución mixta. Bajo las mismas condiciones usadas para el cálculo del ciclo abierto y del ciclo cerrado.
- Analizar los resultados obtenidos para cada alternativa así como la contribución del coste de gestión y los resultados de las cargas fiscales.
- Por último, a partir de los resultados, se determinará la mejor política en materia de energía nuclear para el país.

## 5) Cálculos

El objeto de este capítulo es la presentación de la metodología utilizada en este estudio así como la presentación de los resultados obtenidos. Por tanto, en este capítulo se detallarán las distintas etapas del ciclo de combustible que son necesarias para la generación de energía eléctrica a partir de combustible nuclear, analizando el coste de cada una de las etapas.

Para ello, lo primero que se debe saber es que la gestión del combustible se divide en dos partes: La gestión del coste del combustible, conocida como *Front-End*, y la gestión del combustible una vez usado, llamada *Back-End*.

La primera parte del ciclo, *Front-End*, abarca desde que el uranio es extraído de la mina hasta que es introducido en el reactor para la producción de energía. Esta primera fase, como se vio en el capítulo 3, se considera común para las dos estrategias básicas de gestión del combustible gastado.

Por otro lado la segunda fase del ciclo, *Back-End*, es característica de cada política de gestión ya que el tratamiento que recibe el combustible gastado es muy distinto. Siendo por tanto esta segunda fase la que determine las diferencias de coste entre una política y la otra.

Por último, una vez calculados los costes unitarios de cada una de estas fases se añadirá a dichos costes las tasas que impone el gobierno español, que fueron definidas en el apartado 4.3 y que también tendrán gran relevancia para el cálculo del coste total de cada opción al igual que para el estudio de la solución mixta.

## 5.1) Estimación de costes de los ciclos abierto y cerrado

### 5.1.1) Coste de gestión Front-End

La primera parte del ciclo nuclear, denominada *Front-End*, comprende las etapas desde que el uranio es extraído de la mina y se adquiere, hasta que éste es introducido en el reactor, bien en forma de combustible UOX, en función de las características de cada central y de la política de gestión llevada a cabo. En la figura 36 se presentan dichas etapas así como la secuencia temporal que siguen.

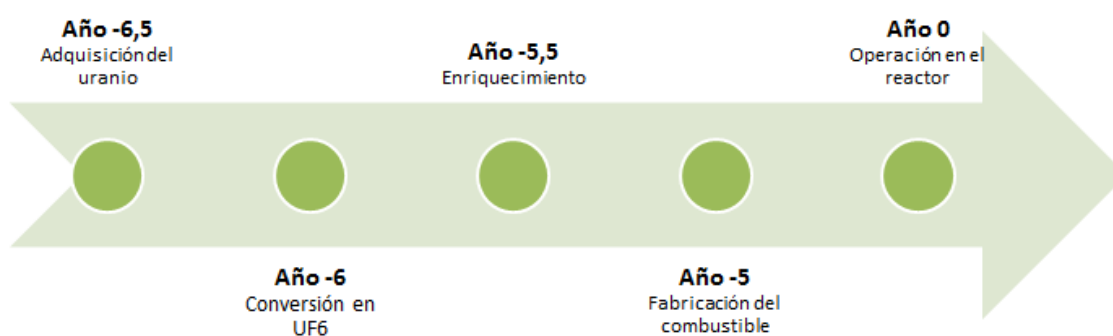


Figura 36 – Secuencia temporal de la primera parte del ciclo del combustible. Fuente:  
Elaboración propia

Para determinar el coste unitario de cada etapa, se tendrán en cuenta las tendencias que ha seguido el mercado en los últimos años, además de informes contrastados por fuentes especializadas que faciliten información relevante. A continuación, se detalla el coste de cada etapa.

- **Adquisición del uranio**

Es importante saber que las reservas de uranio se encuentran muy dispersas por el mundo y que éstas son suficientes para abastecer el consumo de las centrales nucleares durante los próximos 100 años, duración que podría ampliarse en función de los avances tecnológicos y de la eficiencia de los procesos.

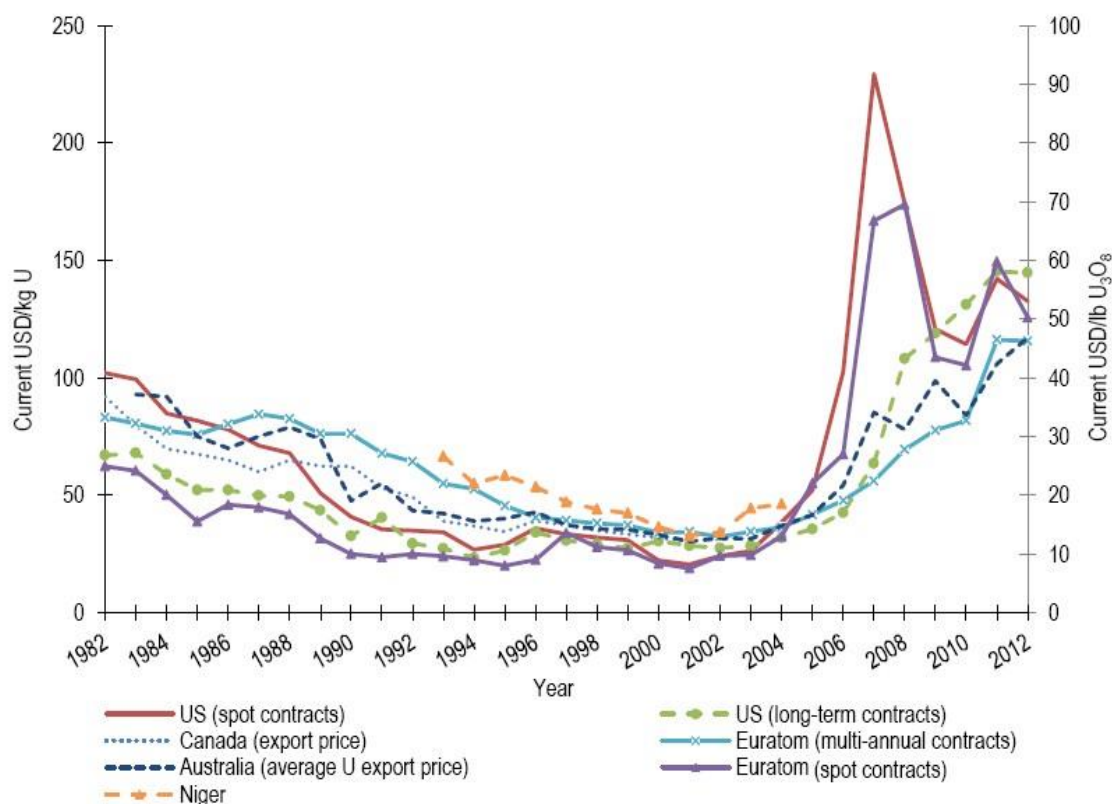
Las compañías extractoras de uranio más importantes son: Cameco (Canadá), Kazatprom (Kazakhtán), Rio Tinto y BHP Billiton (Australia), Areva (Francia), TVEL (Federación Rusa) y Navoi (Uzbequistán) las cuales se estiman que poseen el 77% del uranio existente en el planeta [9].

En la gráfica de la figura 37 se muestra la evolución del precio del uranio, dicha gráfica está elaborada a partir de los indicadores de precios que publican autoridades internacionales como es el caso de: Australia, Estados Unidos y la Agencia de Abastecimiento de Euratom (ESA) y que representan los precios fijados en los acuerdos contractuales de larga y corta duración (conocidos como los *spot contracts*).

Históricamente El precio del uranio ha seguido, una tendencia decreciente hasta el año 2002 en el que dicha tendencia cambió radicalmente, empezando su precio a incrementar hasta alcanzar los precios de 1980 para, posteriormente, sobrepasarlos.

Las compras directas, *spot contracts*, experimentaron un crecimiento en el precio muy elevado, a lo que siguió una fuerte caída. Mientras tanto el precio en los contratos de larga duración también sufrió un aumento continuo aunque no tan radical como el de los contratos de corta duración.

A partir del año 2011 se aprecia estancamiento general de los precios del uranio, tanto de acuerdos de larga como de corta duración, con una tendencia a la baja de los precios al contado.



Source: Australia, Canada, Euratom Supply Agency, Niger, and the United States.

1. Euratom prices refer to deliveries during that year under multi-annual contracts.
2. Beginning in 2002, Natural Resources Canada (NRCan) suspended publication of export price pending policy review.

Figura 37 – Evolución del precio del uranio natural desde 1982 hasta 2012. Fuente: [38]

En nuestro estudio, puesto que el horizonte temporal abarca desde el año 2015 hasta el año 2048, se tomará como precio de adquisición del uranio un valor de 80 \$/kgHM al considerarse éste el valor medio de la tendencia en los contratos a largo plazo en Europa durante la última década. Este valor coincide también con el descrito en los informes del MIT de 2011 [39] y del Boston Consulting Group en 2006 [17] y que se contrastó en el artículo de la Cátedra Rafael Mariño [37].

- **Conversión y enriquecimiento**

Cuando el uranio ha sido concentrado en óxido de uranio (conocido en inglés como yellowcake o en español como la torta amarilla, se muestra éste en la figura 38) mediante procesos de molido, disolución y precipitación. Se procede a la fase de conversión del yellowcake en hexafluoruro de uranio ( $UF_6$ ). Este proceso es muy delicado, consecuencia de las propiedades corrosivas, radiactivas y tóxicas del  $UF_6$ .

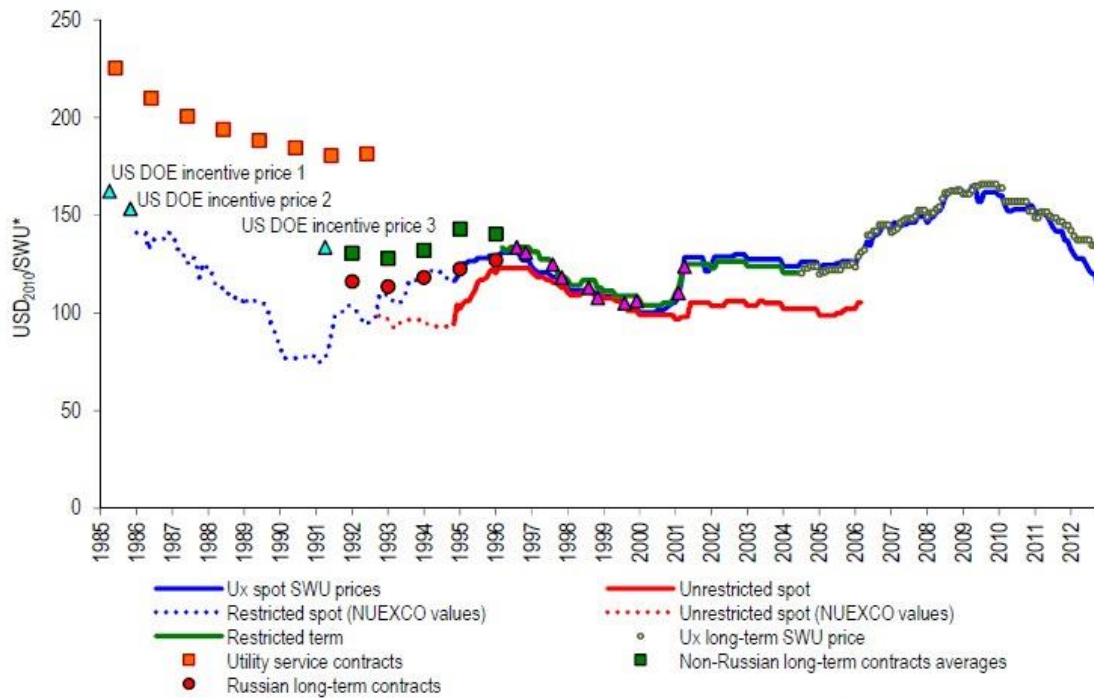
Posteriormente, se lleva a cabo el enriquecimiento, generalmente mediante centrifugado, consiguiéndose de este modo aumentar la proporción del Uranio-235 del 0,7% hasta un máximo del 5%. Una vez finalizado el enriquecimiento, el uranio pasa de estado gaseoso a sólido, en forma de polvo  $UO_2$ .



**Figura 38 – Muestra de yellowcake. Fuente: The Guardian**

El coste de conversión del uranio se considerará 10\$/kgHM y el de enriquecimiento 160\$/SWU (Separative Work Unit, medida de la energía consumida en la separación del uranio en una parte enriquecida y otra empobrecida en el isótopo fisible U-235) [20]. Estos valores, como se muestra en la figura 39, gozan de gran estabilidad a lo largo del tiempo.





\* The conversion from current to USD<sub>2010</sub> was performed using the gross domestic product (GDP) deflator.

SWU = separative work unit; US DOE = US Department of Energy.

Source: Based on the data provided by the Ux Consulting Company, LLC ([www.uxc.com](http://www.uxc.com)).

Figura 39 – Evolución del precio por servicios de enriquecimiento (SWU) entre 1985 y 2012.

Fuente: [38]

- **Fabricación de combustible UOX**

El uranio una vez enriquecido, se encuentra en forma de pastillas que se montan en las vainas de combustible donde quedan presionadas mediante muelles. La unión de múltiples de estas vainas (dependiendo el número del tipo de reactor, la potencia y el diseño específico) formarán una estructura prismática que será la que se considerará elemento combustible que posteriormente serán introducidos en el reactor para la producción de electricidad, como se muestra en la figura 40.

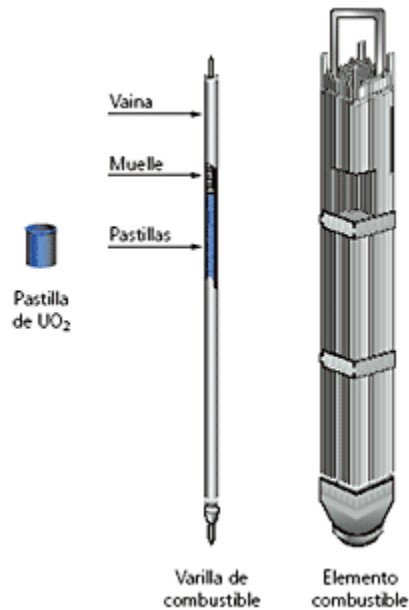


Figura 40 – Composición de un elemento combustible. Fuente: [7]

El coste de fabricación de los elementos combustibles a partir de uranio natural, se considerará 250 \$/kgHM, valor obtenido del estudio del MIT del año 2011 [20] y se encuentra en el rango estimado por el EPRI en el año 2010 [40] comprendido entre 150 \$/kgHM y 250 \$/kgHM para reactores tipo PWR, dando por tanto un valor contrastado para la estimación que se realizará en este estudio.

También cabe destacar que los valores anteriores, siguen la línea del estudio realizado Idaho National Laboratory [41], que estimaba un intervalo entre 200 y 300 \$/kgHM para reactores PWR y entre 250 y 350\$/kgHM para los de tipo BWR, encontrándose todos estos valores a \$<sub>2007</sub>.

Por lo tanto, para obtener 1kg de combustible UOX se necesitan 10,05 kg de mineral de uranio que se convierte en 10,03 kgHM de UF<sub>6</sub> [20]. Tras la etapa de enriquecimiento, en la cual se requiere de 6,37 SWU, se procede a la fabricación del combustible UOX. A continuación se presenta dicho proceso de forma esquemática en la figura 41.



**Figura 41 – Flujo de masas para la obtención de 1 kg de combustible UOX a partir de uranio natural. Fuente: [12]**

Con toda esta información, se está en disposición de calcular el coste de gestión *Front-End*, aunque antes se debe de tener en consideración dos parámetros adicionales a los ya descritos.

Primero, la tasa de impuestos, que se estima en un 37% [20], y segundo, la tasa de descuento nominal, que se utiliza para actualizar los flujos de caja a un mismo periodo temporal, en el caso de estudio será el año de referencia. El valor de la tasa de descuento se establecerá en un 5%, de acuerdo con el rango habitual empleado en la valoración de este tipo de proyectos, este rango se sitúa entre el 5 y el 10%.

El valor seleccionado, 5%, es el valor menor del rango debido a la alta inflación de los últimos años y al riesgo medio que presenta el proyecto, esto es debido a que a pesar de estar valorando tecnologías con un coste muy elevado, su eficiencia está ampliamente contrastada. Ambos parámetros serán usados recurrentemente en el proyecto y por eso se recogen en la tabla 9.

**Tabla 9 – Tasas de interés para el estudio económico**

Tasa de impuestos	37%
Tasa de descuento	5%

En la tabla 10, se recopila el coste unitario de cada etapa ( $c_u$  en  $\$_{2007}$ ), expuesto previamente, y se procede a calcular para cada una de las etapas su coste y con ello el valor del

coste de gestión *Front-End*, para el cálculo de estos costes se ha seguido la siguiente secuencia de cálculos:

1. El coste inicial ( $c_i$  en  $\$_{2007}$ ) a partir del número de unidades,  $u$ , requeridas en cada etapa.

$$C_i = C_u * u$$

2. El coste neto obtenido tras aplicar el beneficio obtenido debido a la tasa de impuestos ( $c_n$  en  $\$_{2007}$ )

$$C_n = C_i * (1 - \text{tasa de impuestos})$$

3. El coste total actualizado ( $c_t$  en  $\$_{2007}$ ) a partir del tiempo  $t$  (medido en años) al año de referencia del estudio.

$$C_t = C_n * (1 + \text{tasa de descuento})^{t_0 - t}$$

4. El coste total actualizado al año del estudio 2016 ( $c_T$  en  $\$_{2016}$ ).

$$C_T = C_n * (1 + \text{tasa de descuento})^{2016 - 2007}$$

**Tabla 10 – Desglose de costes del Front-End**

<i>Etapa</i>	$C_u$	Unidades $C_u$	$u$	$t$	$C_i$ [ $\$_t$ ]	$C_n$ [ $\$_t$ ]	$C_t$ [ $\$_{2007}$ ]	$C_T$ [ $\$_{2016}$ ]
Adquisición del uranio	80,00	[\$ <sub>t</sub> /kgHM]	10,05	-6,5	804,00	506,52	695,55	1.079,02
Conversión	10,00	[\$ <sub>t</sub> /kgHM]	10,03	-6	100,30	63,19	84,68	84,68
Enriquecimiento	160,00	[\$ <sub>t</sub> /SWU]	6,37	-5,5	1.019,20	642,10	839,73	839,73
Fabricación del UOX	250,00	[\$ <sub>t</sub> /kgUOX]	1	-5	250,00	157,50	201,01	201,01
<b>Total coste Front-End</b>							<b>1.820,97</b>	<b>2.204,45</b>

Para finalizar el cálculo del coste será necesario hacer un cambio de divisas a euros, para ello se usará el factor medio de lo que va de año 2016 que es 0,91 €/\$. Por lo tanto:

$$2.204,45 \$_{2016} * 0.91 \text{ €/}\$ = 2.006,05 \text{ €}_{2016}/\text{kgUOX}$$

## 5.1.2) Coste de gestión Back-End

La segunda parte del ciclo nuclear, denominada *Back-End*, comprende las etapas desde que el combustible es extraído del reactor una vez este ha sido irradiado en el proceso de obtención de energía hasta que es finalmente almacenado en el AGP. Por ello, para la estimación de este coste de gestión es vital saber que política de gestión de residuos se sigue.

Dicho esto, a continuación, se analizarán las dos posibilidades: ciclo abierto y ciclo cerrado, y se estimará los costes de cada una de ellas.

### 5.1.2.1) Coste *Back-End* en ciclo abierto

Para el caso en el que se opta por una política de gestión en ciclo abierto, una vez el combustible es irradiado y se ha enfriado en las piscinas de la central durante un periodo de al menos cinco años, se procede a iniciar la fase para su almacenamiento definitivo.

Dicha fase se compone de dos partes, la primera es el transporte y coste del almacenamiento desde la central al ATC y, posteriormente, del transporte y coste de almacenamiento en un AGP. Es decir, las fases se pueden resumir en transporte y coste del almacenamiento del combustible gastado en las condiciones necesarias de seguridad y se muestra en la figura 42. A continuación, se detallarán estos costes:

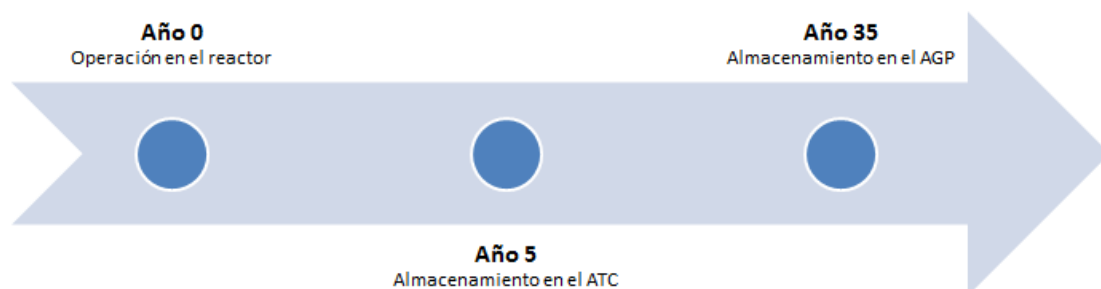


Figura 42 – Secuencia temporal de la segunda fase para el ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia

- **Transporte del combustible gastado**

El coste de transportar el combustible gastado desde cada una de las centrales nucleares hasta al almacén definitivo es difícil de estimar, esto es consecuencia, principalmente, de la gran variabilidad del precio del petróleo en la última década.

Por tanto, para establecer el valor que asignaremos a este coste se tienen en cuenta la información obtenida de diversos estudios, como el de la OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development, en español conocida como la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico) de 1994 titulado “*The Economics of Nuclear Fuel Cycle*” [42], en dicho informe se asigna a dicho coste un valor de 50 \$<sub>1991</sub>/kgHM.

Posteriormente el análisis de la NEA (Nuclear Energy Agency) del año 2002 [43], establece un rango para este coste entre 40 y 60\$/kgHM, rango que se mantiene invariable en el informe del año 2006 [44].

Por tanto, se cuenta con información contrastada para asumir en el estudio que el coste del transporte del combustible será de 50 \$<sub>2007</sub>/kgUOX de combustible gastado en ciclo abierto.

- **Almacenamiento del combustible gastado**

Una vez finalizado el periodo de enfriamiento del combustible en las piscinas de las centrales se procede, como se ha descrito y mostrado en la figura 42. Primero se almacenan los residuos en un almacenamiento temporal, ATC, y posteriormente se envían a su almacenamiento definitivo, AGP.

En el estudio se considerará el coste de almacenamiento temporal del combustible gastado de 200 \$/kgUOX, valor que coincide con el previsto de acuerdo con el estudio del MIT del año 2011 [20]. En otros estudios se ha comprobado que se asignan valores similares para el este coste, comprendidos dentro del rango, 123 y 236 \$/kgUOX [6].

Cabe destacar que el coste de almacenamiento tiende a aumentar cuanto mayor es la vida útil prevista para la instalación, la cual generalmente va desde los 40 hasta 60 años, de forma que en almacenamientos geológicos a largo plazo, el anterior valor carece de validez. Esto es debido a que existe gran disparidad en los criterios a la hora de determinar un coste para el almacenamiento definitivo.

No obstante, según el informe [8], el proyecto que se está llevando a cabo en Finlandia tiene un valor estimado para este coste de 450 k€<sub>2005</sub>/TUOX que puede ser llevado a las unidades de este estudio, obteniéndose un valor de 600 \$<sub>2007</sub>/kgUOX.

Valor que se puede contrastar con el análisis realizado por la Cátedra Rafael Mariño en el uno de sus estudios y que queda recogido en la figura 43.

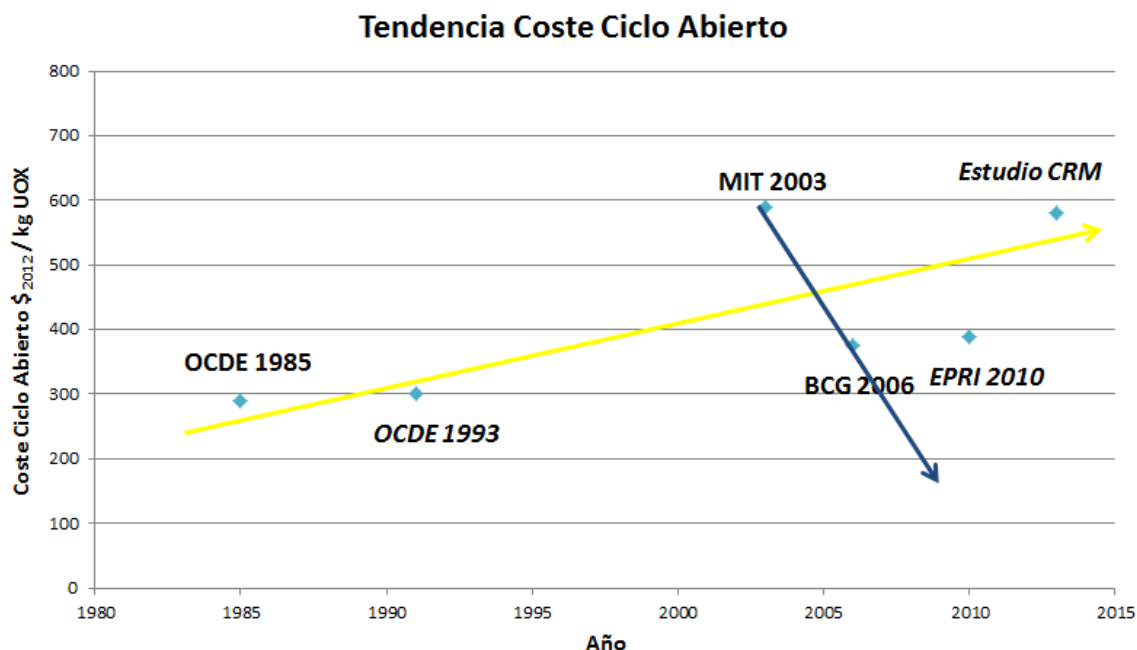


Figura 43 – Tendencia de costes del ciclo abierto. Fuente: [36]

Siguiendo una metodología similar a la descrita en el cálculo realizado en el coste de gestión *Front-End*, aunque aplicando ciertas modificaciones, pues se considera que todos los datos están referidos al año 2007, año de referencia en el cálculo de los costes *Front-End*. Aplicando la tasa de descuento y la tasa de impuestos recogidos en la tabla 9, se obtienen los costes de gestión *Back-End* para la opción del ciclo abierto como se muestra en la tabla 11.

Tabla 11 – Desglose de costes del Back-End para el ciclo abierto

<i>Etapa</i>	$C_u$	Unidades $C_u$	$C_i$ [\$ <sub>2007</sub> ]	$C_n$ [\$ <sub>2007</sub> ]	$C_T$ [\$ <sub>2016</sub> ]
Transporte al ATC	50,00	[\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	50,00	31,50	60,39
Almacenamiento en el ATC	200,00	[\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	200,00	126,00	241,57
Transporte al AGP	50,00	[\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	50,00	31,50	60,39
Almacenamiento en el AGP	600,00	[\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	600,00	378,00	724,72
<b>Total coste Back-End para ciclo abierto</b>					<b>879,60</b>

Para finalizar el cálculo del coste será necesario hacer un cambio de divisas a euros, para ello se usará el factor medio de lo que va de año 2016 que es 0,91 €/\$. Por lo tanto:

$$879,60 \$_{2016} * 0,91 \text{ €/} \$ = 800,43 \text{ €}_{2016}/\text{kgUOX}$$

### 5.1.2.2) Coste Back-End en ciclo cerrado

En el caso de optar por una política de gestión en ciclo cerrado, una vez el combustible es irradiado y posteriormente enfriado en las piscinas de la central durante un periodo de cinco años, se procede a iniciar la fase para su envío a reprocesar y posteriormente su vuelta para el almacenamiento temporal y después el definitivo.

En este caso, este proceso se compone de tres partes, la primera es el coste del transporte hacia la planta de reprocesado y el coste que implica éste, la segunda parte conlleva el coste del transporte de los reprocesados al almacén temporal centralizado, ATC, y por el último, el transporte de estos al almacén geológico profundo, AGP. Este proceso se ilustra en la figura 44 con el fin de facilitar la comprensión del proceso. A continuación se estimarán los costes de las fases así como el total de esta política de gestión de residuos.

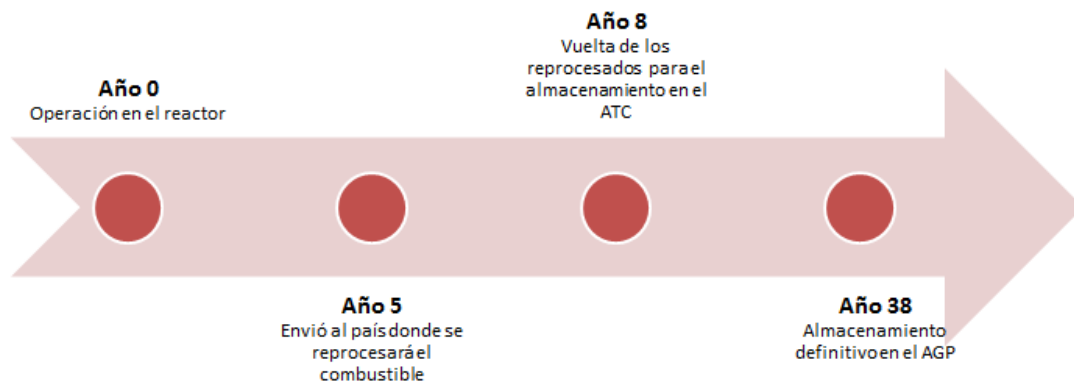


Figura 44 – Secuencia temporal de la segunda fase para el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia

- **Transporte del combustible gastado**

A la vista de la información que se detalló en el apartado 5.1.2.1 con el mismo nombre, se cuenta con información contrastada para asumir en el estudio que el coste del transporte será de 50 \$<sub>2007</sub>/ kgUOX.

- **Reprocesado**

En el análisis de este coste, se incluye el almacenamiento del combustible gastado hasta que éste es reprocessado y, concretamente, en el caso de los residuos de alta actividad, también se incluye el coste asociado a la vitrificación y al almacenamiento de los mismos hasta que son devueltos al país de origen.

Estimar el coste unitario de la etapa de reprocessado es uno de los retos más complicados dentro del estudio. Al ser la parte característica del proceso y la que lo diferenciará notablemente de la opción de gestión en ciclo abierta. Será pues determinante



para la comparación de las dos alternativas que se analizan en el proyecto así como para la solución mixta que se desea estudiar.

Además, presenta el reto de ser un valor poco accesible por estar aún en constante desarrollo y protegida la mayoría de la información, por acuerdos de confidencialidad y leyes de patentes. Este coste depende de diversos factores y existen notables diferencias del valor estimado entre distintos estudios. No obstante, se pueden distinguir dos tendencias en la estimación de este coste, una de origen europeo, y otra procedente de estudios norteamericanos [35].

En un estudio realizado en la prestigiosa Universidad de Harvard, [14], se exponen las principales razones de la incertidumbre de este coste. En el inicio de esta política de gestión, las plantas de reprocesado incrementaban el precio, el cual se correspondía con el coste marginal de operación. Esto se hacía de este modo para poder cubrir la gran inversión aun en el caso de que las condiciones fueran muy desfavorables.

Sin embargo, la tendencia actual va orientada a que el precio este más ajustado al coste de operación, esto es consecuencia de que se considera que los costes de inversión deben de estar ya cubiertos. Aunque los países con tecnología para los reprocesados aún tienen en cuenta que la vida útil de las sus plantas de reprocesado es limitada, y que cuando comiencen a desmantelarse si el reprocesado continúa demandándose, tendrán que construir nuevas plantas y se necesitarán fondos para acometer estas grandes inversiones, esto hace que este coste también esté sujeto a la tasa de retorno que quieran recibir los inversores. En el informe [14], se defiende que el coste en unas instalaciones de reprocesado, de características similares a la de THORP en Reino Unido, depende de forma vital de cómo esté financiado el proyecto.

Si éste es de carácter estatal, el gobierno dispone los medios para obtener préstamos a bajo interés y amortizar el coste de capital en un periodo mucho mayor. Esto daría lugar a un coste total inferior a 1.350 \$/kgUOX.

Si por el contrario se tratase de una inversión privada con una tasa de retorno garantizada, se estima en 2.000 \$/kgUOX, pudiendo incluso ascender éste hasta 3.100 \$/kgUOX, en caso de no disponer de dicha tasa de retorno.

Otros estudios, como el publicado por el MIT en el año 2011 [20], establece el coste unitario de reprocesado en 1.600 \$/kgUOX, mientras que otros informes como por ejemplo, [22], determina un coste unitario 4.000 \$/kgUOX.

Ante tal ambigüedad de resultados, en un estudio previo realizado en la cátedra Rafael Mariño [34], se ha realizado regresión con los costes unitarios de reprocesado ofrecidos por varios organismos europeos en informes de distintos años, obteniéndose la gráfica de la figura 45, donde se puede observar una tendencia decreciente de dicho coste.

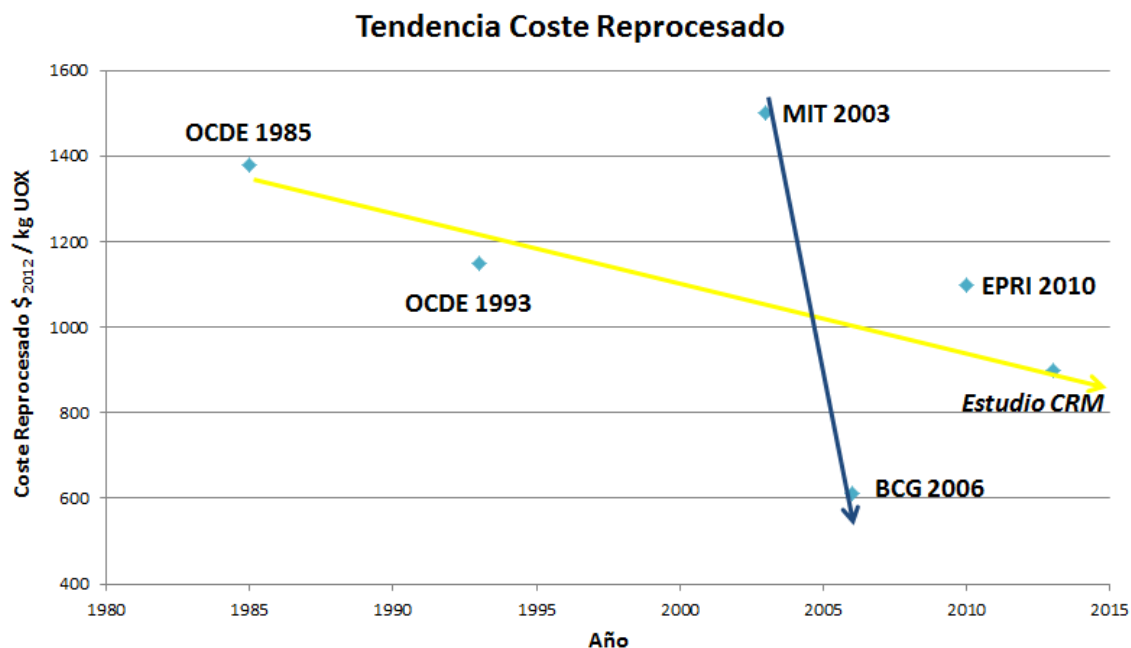


Figura 45 – Tendencia de costes del reprocesado. Fuente: [36]

Con este análisis, se estableció un coste unitario de reprocesado de 845,5  $\$/_{2010}$ /kgUOX, que con la tasa de descuento establecida del 5% equivale a 730,4  $\$/_{2007}$ /kgUOX.

De la figura 45 se puede extraer también una hipótesis que será muy interesante a la hora realizar la estimación de costes durante la vida útil de las centrales, y es que consecuencia de esta tendencia decreciente el este coste irá disminuyendo con el paso del tiempo.

- **Almacenamiento y transporte de los residuos vitrificados**

Cuando la fase del reprocesado se da por concluida, se procede al transporte y posterior almacenamiento temporal de los residuos reprocesado. La variabilidad de dicho coste de almacenamiento de residuos vitrificados varía de unos países a otros, siendo ésta más económica en los países con mayor tradición y volumen de reprocesamiento de combustible nuclear.

Sin embargo, el orden de magnitud de este coste no difiere cuantiosamente del coste de almacenamiento del combustible UOX gastado, llegando incluso a coincidir en 200  $\$/_{kgUOX}$  [14]. En el estudio del ciclo del combustible nuclear del MIT [20] se aplica un valor de 190  $\$/_{kgUOX}$ . No obstante, en otros estudios [45] se considera 302  $\$/_{kgUOX}$  y 516  $\$/_{kgUOX}$  dependiendo del grado de quemado del combustible.

En este estudio, el cual se enfoca hacia una política de gestión de residuos de ciclo cerrado total. Se tomarán algunas suposiciones de acuerdo con la información que se dio en el apartado 2.2.3. Y por lo tanto los costes tanto del ATC como del AGP se considerarán de un 20% de los que se fijaron en el caso del ciclo abierto.

Siguiendo una metodología similar a la descrita en el coste de gestión *Back-End* para el ciclo abierto y aplicando la tasa de descuento y la tasa de impuestos recogidos en la tabla 9. Se

obtienen los costes de gestión *Back-End* para la opción del ciclo cerrado como se muestra en la tabla 12.

**Tabla 12 – Desglose de costes del Back-End para el ciclo cerrado**

<i>Etapa</i>	$C_u$	Unidades $C_u$	$C_i$ [\\$ <sub>2007</sub> ]	$C_n$ [\\$ <sub>2007</sub> ]	$C_T$ [\\$ <sub>2016</sub> ]
Transporte a la planta de reprocesado	50,00	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	50,00	31,50	48,87
Reprocesado	680,60	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	680,60	428,78	665,18
Transporte al ATC	50,00	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	50,00	31,50	48,87
Almacenamiento en el ATC	40,00	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	40,00	25,20	39,09
Transporte al AGP	50,00	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	50,00	31,50	48,87
Almacenamiento en el AGP	120,00	[\\$ <sub>2007</sub> /kgUOX]	120,00	75,60	117,28
<b>Total coste Back-End para ciclo cerrado</b>					<b>968,15</b>

Para finalizar el cálculo del coste será necesario hacer un cambio de divisas a euros, para ello se usará el factor medio de lo que va de año 2016 que es 0,91 €/\$. Por lo tanto:

$$968,15 \$_{2016} * 0,91 \text{ €/} \$ = \mathbf{881,02 \text{ €}_{2016}/kgUOX}$$

### 5.1.3) Recopilación de costes de gestión

Por lo tanto, en apartados previos, se han obtenido todos los costes unitarios para la gestión de residuos que se usarán para calcular el coste de gestión de cada una de estas estrategias de gestión en el siguiente apartado. Resultará de gran interés para dichos cálculos recopilar toda la información obtenida en la tabla 13.

Tabla 13 – Comparativa de costes del ciclo abierto y cerrado

<b>Coste de gestión unitario <math>C_T</math> [<math>\\$/_{2016}/\text{kgUOX}</math>]</b>			
		<b>Ciclo Abierto</b>	<b>Ciclo Cerrado</b>
<b>Front-End</b>	Adquisición del uranio	1.079,02	1.079,02
	Conversión	84,68	84,68
	Enriquecimiento	839,73	839,73
	Fabricación del UOX	201,01	201,01
<b>Back-End</b>	Transporte a la planta de reprocesado	-	48,87
	Reprocesado	-	665,18
	Transporte al ATC	48,87	48,87
	Almacenamiento en el ATC	195,47	39,09
	Transporte al AGP	48,87	48,87
	Almacenamiento en el AGP	586,40	117,28
<b>Total</b>		<b>3.084,05</b>	<b>3.172,60</b>

Resultando interesante para ver la contribución de cada una de las partes al coste, de forma visual apoyándose en las figuras 46 y 47.

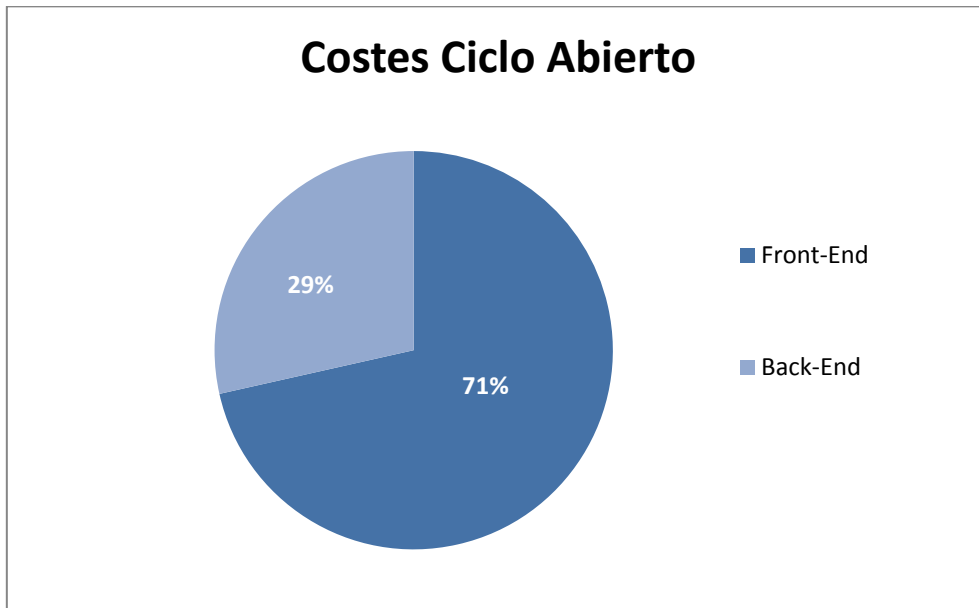


Figura 46 – Distribución de costes para el ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia

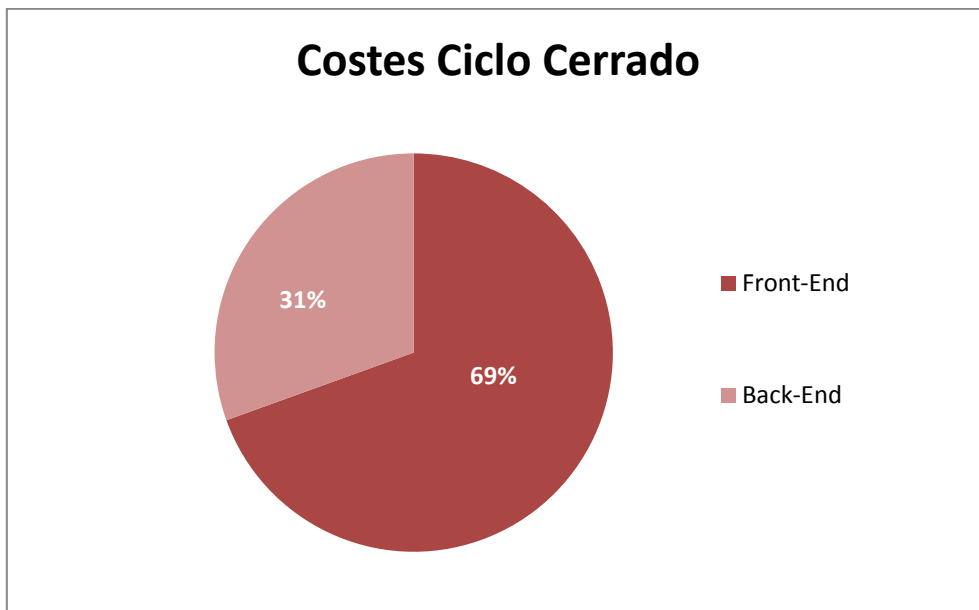


Figura 47 – Distribución de costes para el ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia

De lo anterior, se muestra que la opción de ciclo cerrado tiene un coste mayor, pero que la distribución de costes en ambos casos es muy parecida.

## 5.2) Aplicación ideal de las diferentes políticas de gestión

En esta primera parte de la aplicación de los costes obtenidos a la metodología, se pretende evaluar cuáles serían los costes totales: Tanto los costes totales de gestión como una vez pagados los impuestos, los llamados costes totales. Con ello se persigue obtener cual sería la política de gestión óptima para el caso español.

Este apartado se ha llamado aplicación idea, esto es debido a que en él no se tendrán en cuenta ciertas restricciones que posteriormente se verá que son de gran relevancia. Dicha restricción será que en este apartado no se va a tener en cuenta el coste de almacenamiento en el ATC real. Es decir, se va a asumir en este apartado que el coste de almacenamiento en el ATC sería el necesario según cada una de las políticas de gestión residuos requeridas y no se tendrá en cuenta la situación real del ATC ya proyectado en España.

### 5.2.1) Coste del ciclo abierto aplicado al caso español

Una vez recopilada la información que se tiene en el apartado 4.3, y los costes unitarios de gestión calculados en los apartados 5.1.1, 5.1.2 y 5.1.3 se cuenta con casi toda la información necesaria para calcular el coste de la gestión del ciclo abierto en el caso español bajo las condiciones descritas en el estudio.

Se conoce de la tabla 6, la cantidad de residuos ya generados, pero aun faltaría por estimar las cantidades de residuos nucleares generados en el parque nuclear español hasta el desmantelamiento de la última central nuclear que, como se puede ver en la figura 35, serán Vandellos II y Trillo.

La cantidad total de residuos a gestionar en el periodo descrito queda recogida en la tabla 14, y su versión detallada se puede ver en el anexo A.

Tabla 14 – Residuos generados en el parque nuclear español

Total Residuos generados [T] entre 2016 y 2048	
Almaraz I	520
Almaraz II	560
Ascó I	560
Ascó II	600
Cofrentes	580
Vandellós II	660
Trillo	660
Total anual	4140

Con todo esto, se está en disposición de calcular tanto el coste de gestión del ciclo abierto en el supuesto de que todos los residuos generados previamente, así como los nuevos que se generarán en el parque nuclear español si fueran a ser gestionados con la política de ciclo abierto. También se incluye el coste total con las tasas que la legislación española aplica a los residuos procedentes de esta estrategia de gestión.

Dichos resultados se muestran en las figuras 48 y 49, mientras que las tablas detalladas para estos cálculos se pueden encontrar en el anexo B.

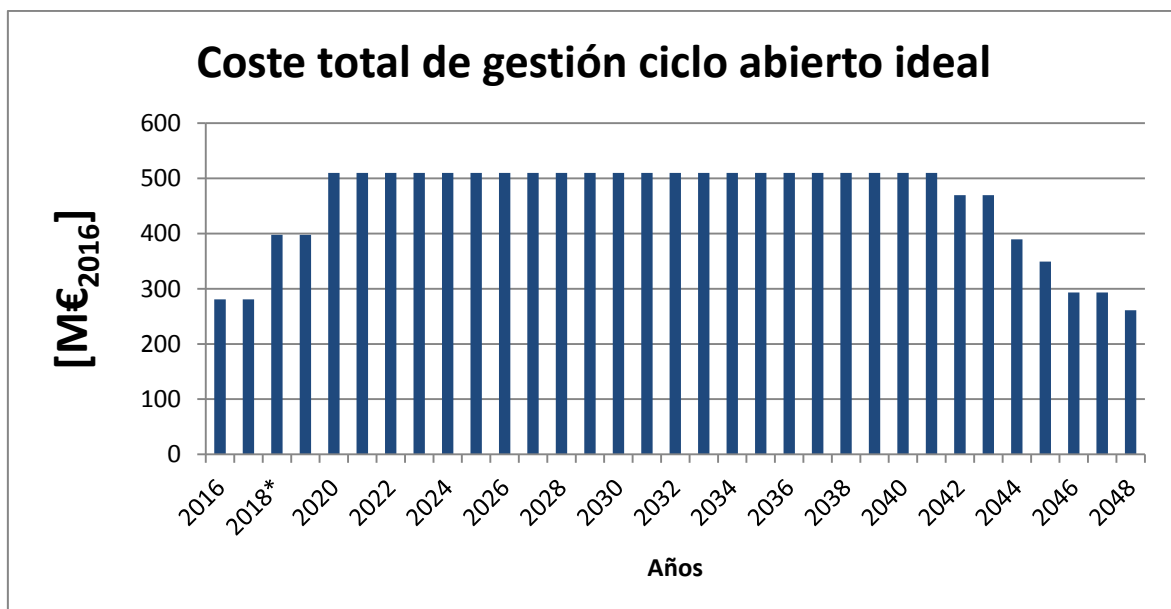


Figura 48 – Flujos de caja de los costes totales de gestión para el caso ideal del ciclo abierto.

Fuente: Elaboración propia

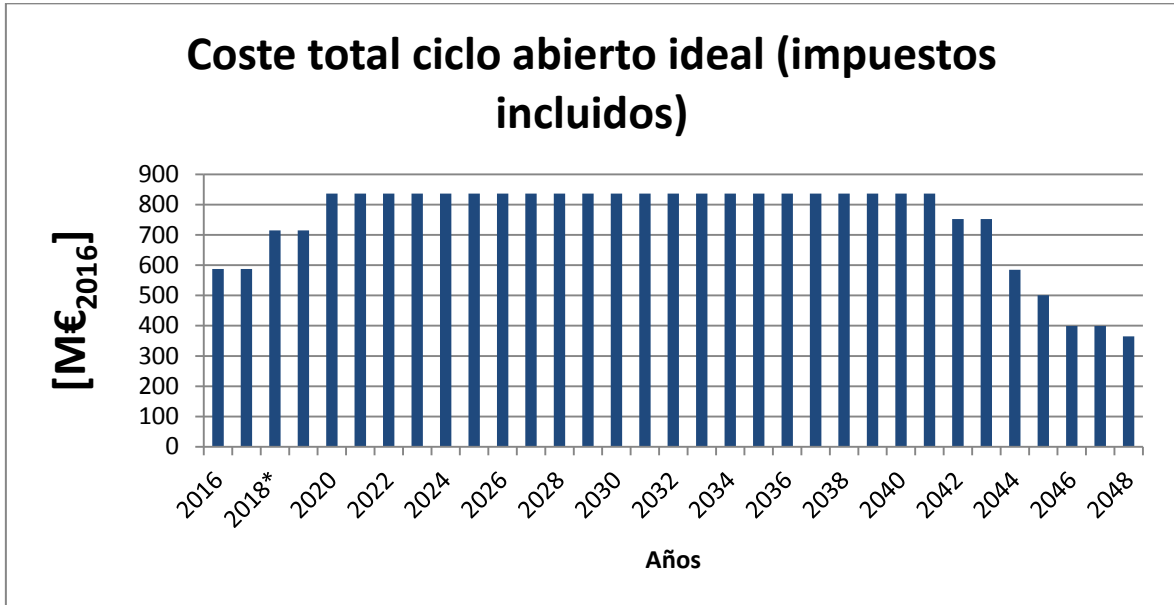


Figura 49 – Flujos de caja de los costes totales para el caso ideal del ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia

Obteniéndose, en la tabla 15, el valor de estos costes en el presente. Para ello se ha actualizado los distintos costes durante todo el periodo del estudio al valor presente.

Tabla 15 – Valor actual neto de los costes para el caso ideal de ciclo abierto

Valor actual del Coste de Gestión [M€2016]	<b>7.678.28</b>
Valor actual neto del Coste Total [M€2016]	<b>12.863.38</b>



## 5.2.2) Coste del ciclo cerrado aplicado al caso español

Para el cálculo del coste del ciclo cerrado aplicado al caso español ideal, se va a proceder de una forma similar a la del que se ha seguido en el apartado 5.1.5 para el cálculo del coste del ciclo abierto.

No obstante, se han tomado las ciertas hipótesis de acuerdo con argumentos que se han dado en previos apartados y capítulos, donde cabe destacar las siguientes:

- De acuerdo con la figura 45 y usando la recta de interpolación descrita en dicha figura, se puede calcular que cada 5 años el coste del reprocesado se reduce por valor de 50 \$ /kgUOX.
- Usaremos la relación que se obtuvo en el apartado 3.3 para el cálculo de los residuos vitrificados que habrá que almacenar, 0,059 kg Vidrios /kg UOX.

Nuevamente, se está en disposición de calcular tanto el coste de gestión del ciclo cerrado en el caso de que todos los residuos generados previamente, así como los nuevos que se generarán en el parque nuclear español fueran a ser gestionados con la política de ciclo cerrado. Del mismo modo que para la opción de ciclo abierto, se calculará el coste total incluyendo las tasas que la legislación española aplica a los residuos procedentes de esta estrategia de gestión.

Dichos resultados se muestran en las figuras 50 y 51, mientras que las tablas detalladas para estos cálculos se pueden encontrar en el anexo B.

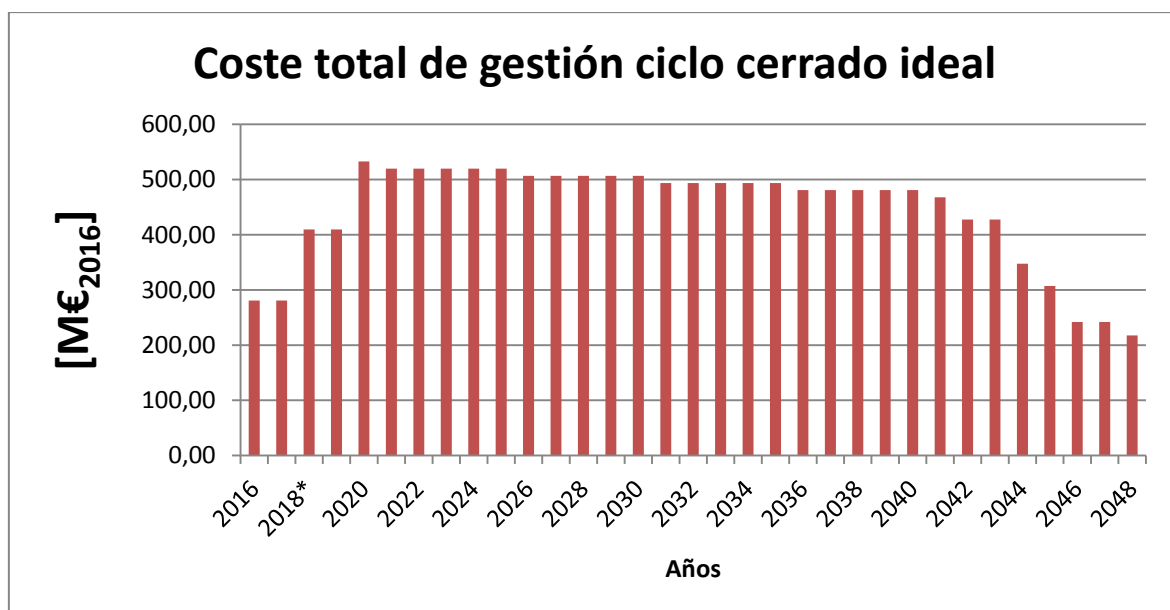


Figura 50 – Flujos de caja de los costes totales de gestión para el caso ideal del ciclo cerrado.

Fuente: Elaboración propia

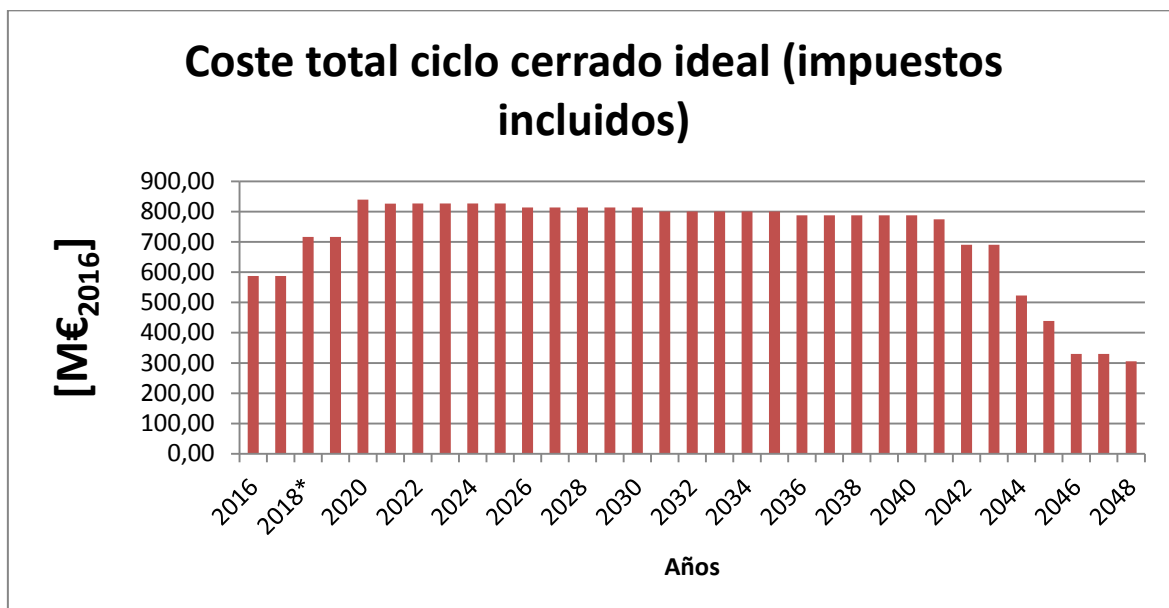


Figura 51 – Flujos de caja de los costes totales para el caso ideal del ciclo abierto. Fuente: Elaboración propia

Obteniéndose, en la tabla 16, el valor de estos costes en el presente. Para ello se ha actualizado los distintos costes durante todo el periodo del estudio al valor presente.

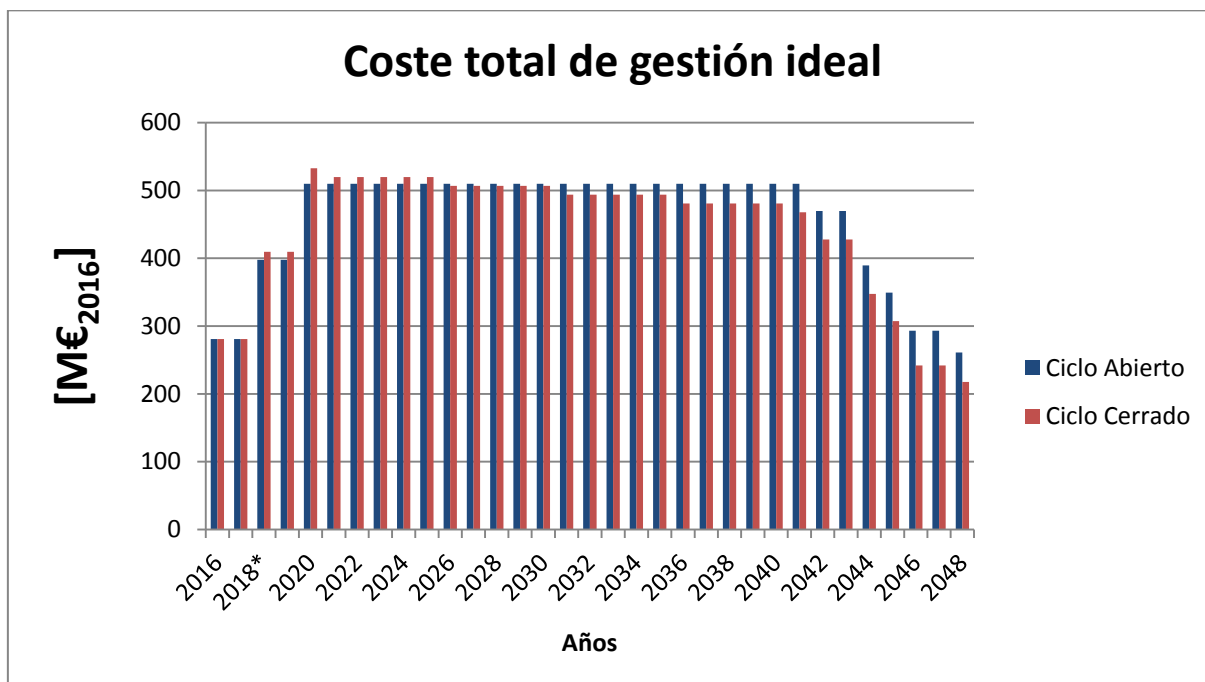
Tabla 16 – Valor actual neto de los costes para el caso ideal de ciclo cerrado

Valor actual del Coste de Gestión [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>7.572.16</b>
Valor actual neto del Coste Total [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.480.75</b>

### 5.2.3) Optimización de costes de la opción mixta

De la comparación de los resultados de los cálculos anteriores, se pueden extraer interesantes conclusiones que desembocarán en la siguiente pregunta, ¿Existe un mix ciclo abierto/cerrado que minimice el coste total a asumir por el Estado?

Para ello comencemos por analizar las figuras 52 y 53.



**Figura 52 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales de gestión en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia**

Se puede ver que en lo referente al coste de gestión, hasta el año 2026 la opción de ciclo abierto presenta menores costes que la opción de ciclo cerrado. Pero desde el año 2026 en adelante dichas tendencias varían siendo el ciclo cerrado el que presenta entonces menores costes. Ello lleva a pensar que sí que es posible que exista este mix óptimo, en lo que a la gestión se refiere.

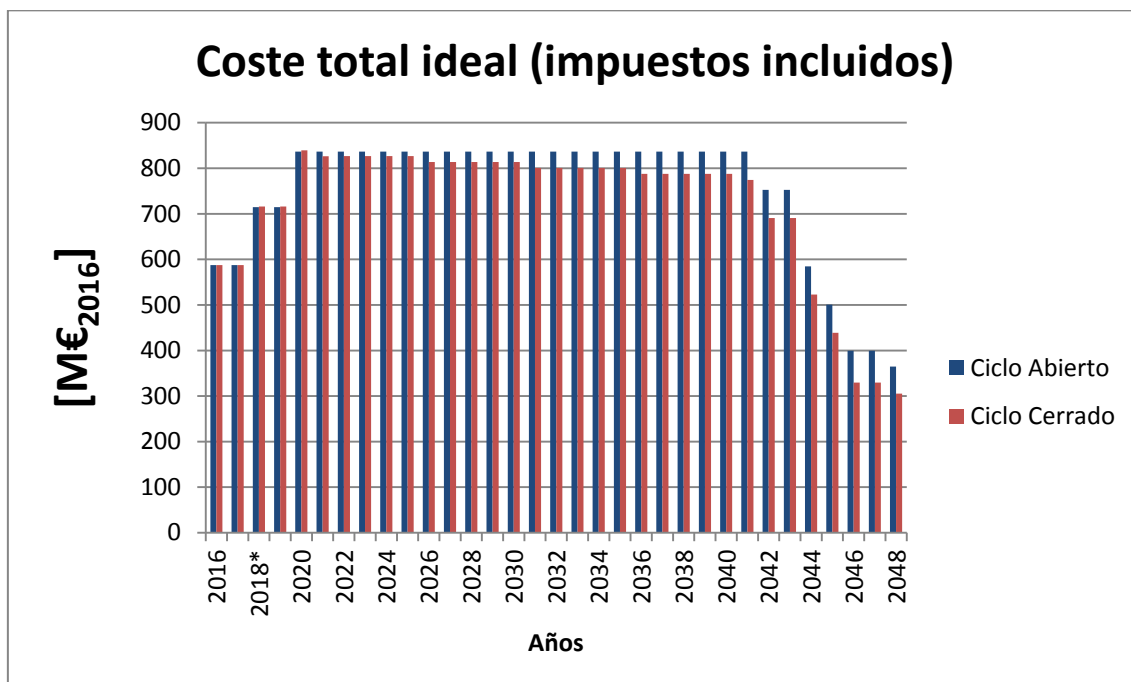


Figura 53 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado. Fuente: Elaboración propia

Mientras que evaluando los costes totales, en el cual se incluyen los costes incurridos por cada política de gestión en materia de impuestos. Se aprecia que el coste es muy similar se opte por la opción que se opte hasta el año 2026, momento en el cual la opción de ciclo cerrado comienza a tener un coste notablemente inferior.

Trayendo al presente todos estos flujos de cajas, es posible comparar los costes de dichas opciones en el mismo punto temporal, los resultados de esta actualización de costes se reflejan en la tabla 17.

Tabla 17 – Comparativa de costes en el caso ideal del ciclo abierto vs ciclo cerrado

	Ciclo Abierto	Ciclo Cerrado
Valor actual del Coste de Gestión [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>7.678,28</b>	<b>7.572,16</b>
Coste de Gestión por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>4,54</b>	<b>4,48</b>
Valor actual del Coste Total [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>12.480,75</b>
Coste de total por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,38</b>

Como se puede ver en la tabla 17, la opción de ciclo cerrado presenta un coste menor de gestión respecto al ciclo abierto. Destacando que debido a los impuestos de

almacenamiento que se aplica a cada uno, se da lugar a que el ciclo cerrado presente un coste total notablemente menor que el ciclo abierto.

A la vista de todas estas comparaciones y del hecho de que España en el pasado ya inició una política de gestión de residuos en ciclo cerrado, mandando tanto a Francia como a Reino Unido una parte de los residuos generados en las centrales nucleares, los cuales tendrán que volver para su almacenamiento temporal y definitivo en el país.

Surge entonces, el interés en el análisis de una solución mixta con la que minimizar el coste que el estado deberá de asumir para buscar así la eficiencia económica en la gestión de residuos nucleares.

Para realizar este nuevo estudio, se seguirán la metodología y datos ya utilizados previamente, obteniéndose los resultados que se recogen en las figuras 54 y 55 cuyos valores mínimos coinciden con los resultados en la tabla 17.

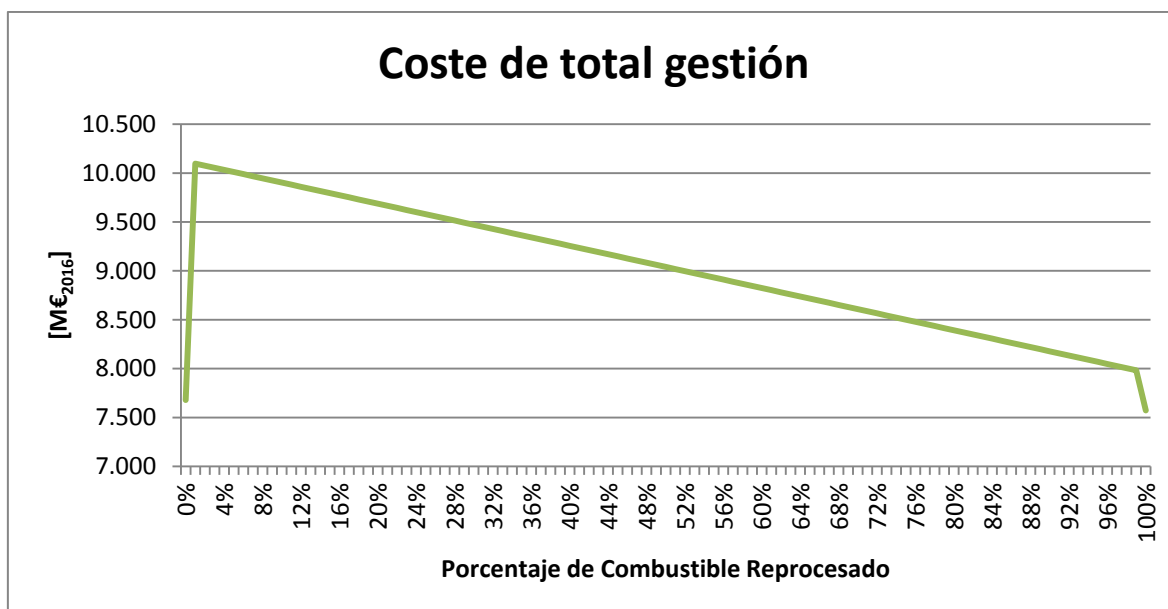


Figura 54 – Coste total de gestión en función del porcentaje de reprocesado para el caso ideal. Fuente: Elaboración propia

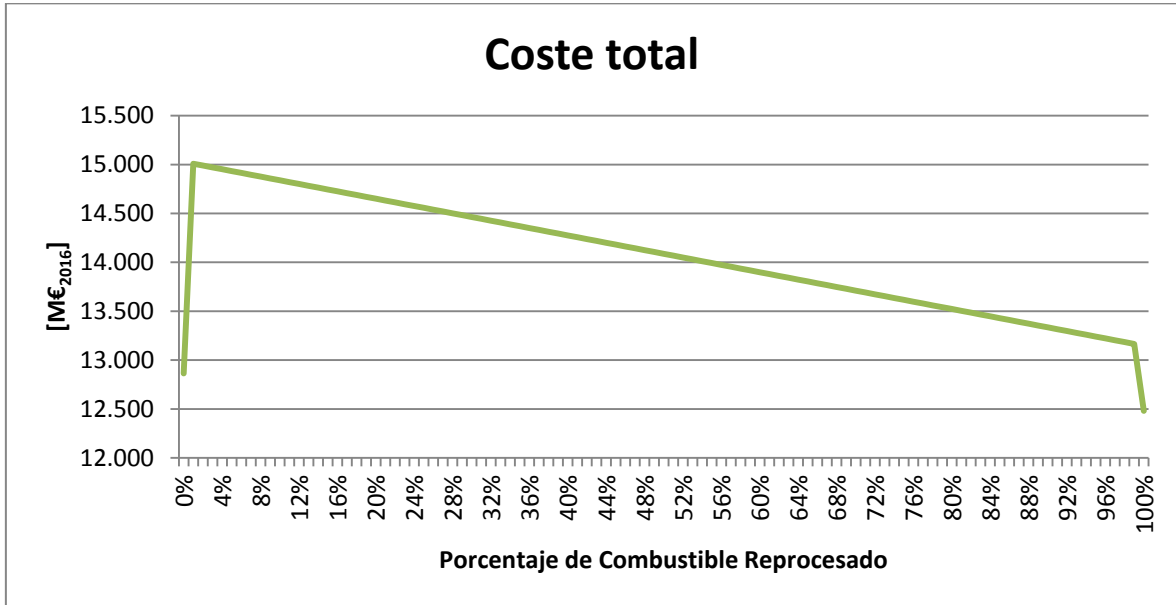


Figura 55 – Coste total en función del porcentaje de reprocesado para el caso ideal. Fuente: Elaboración propia

Resultados que muestran, bajo la hipótesis propuesta en este apartado, que la opción de ciclo cerrado total, es decir, reprocesando el 100 % de los residuos nucleares acumulados y que se generarán, se obtiene el coste total mínimo.

## 5.3) Aplicación real de las diferentes políticas de gestión

En la aplicación real, se tendrá en cuenta la siguiente restricción que como se mostrará altera los anteriores resultados.

Puesto que el proyecto de Villar de Cañas, aunque aún está parado, es un proyecto dimensionado para cumplir las especificaciones del ciclo abierto total que como se sabe son más restrictivas y requieren de mayores costes. Podría decirse que al estar paralizado, si hubiera que modificar hacia otra política de gestión que permitiría suavizar estos costes aun estaríamos a tiempo de hacerlo, pero ello podría ser complicado y no permitiría alcanzar costes tan bajos para el *Back-End* como los dichos en el caso ideal.

Se asumirá pues en la valoración de ambas políticas de gestión de residuos, que el coste para el almacenamiento en el ATC es el requerido por la opción de ciclo abierto. Quedando estos nuevos costes recogidos en la tabla 18 y en las figuras 56 y 57.

Tabla 18 – Comparativa de costes del ciclo abierto y cerrado en el caso real

<b>Coste de gestión unitario <math>C_T</math> [<math>\\$_{2016}/\text{kgUOX}</math>]</b>			
		<b>Ciclo Abierto</b>	<b>Ciclo Cerrado</b>
<b>Front-End</b>	Adquisición del uranio	1.079,02	1.079,02
	Conversión	84,68	84,68
	Enriquecimiento	839,73	839,73
	Fabricación del UOX	201,01	201,01
<b>Back-End</b>	Transporte a la planta de reprocesado	-	48,87
	Reprocesado	-	665,18
	Transporte al ATC	48,87	48,87
	Almacenamiento en el ATC	195,47	195,47
	Transporte al AGP	48,87	48,87
	Almacenamiento en el AGP	586,40	117,28
<b>Total</b>		<b>3.084,05</b>	<b>3.328,97</b>

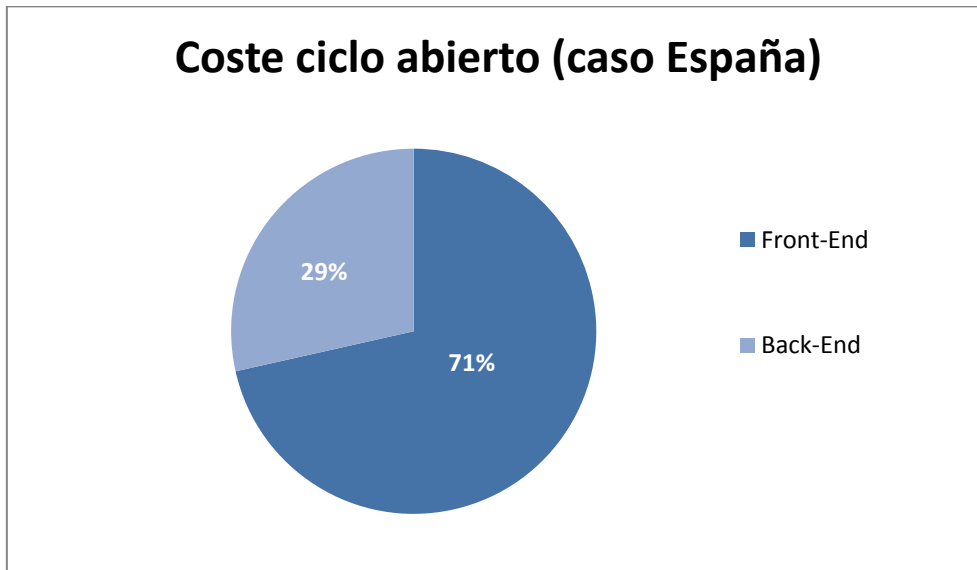


Figura 56 – Distribución de costes para el ciclo abierto real. Fuente: Elaboración propia

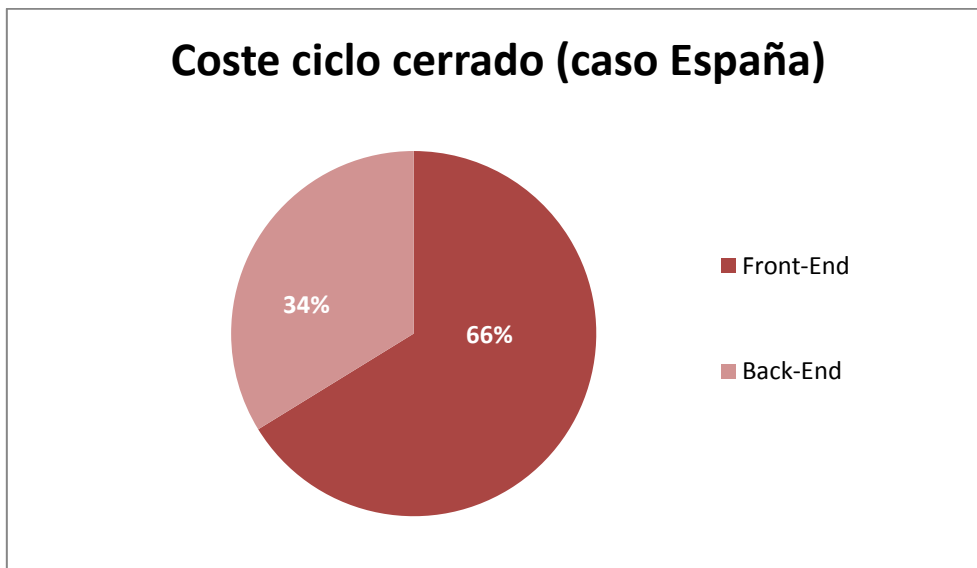


Figura 57 – Distribución de costes para el ciclo cerrado real. Fuente: Elaboración propia

Comparando las figuras 56 y 57 con las figuras 46 y 47, es fácil ver como la distribución de costes en el ciclo cerrado ha cambiado en varios puntos, pasando de un 69% a un 66%, mientras que la distribución del ciclo abierto no ha cambiado nada en su aplicación al caso real español.

El anterior cambio tendrá una influencia en los costes de gestión y totales que se mostrará a continuación. Las tablas usadas para generar estos gráficos se encuentran en los anexos B y C.



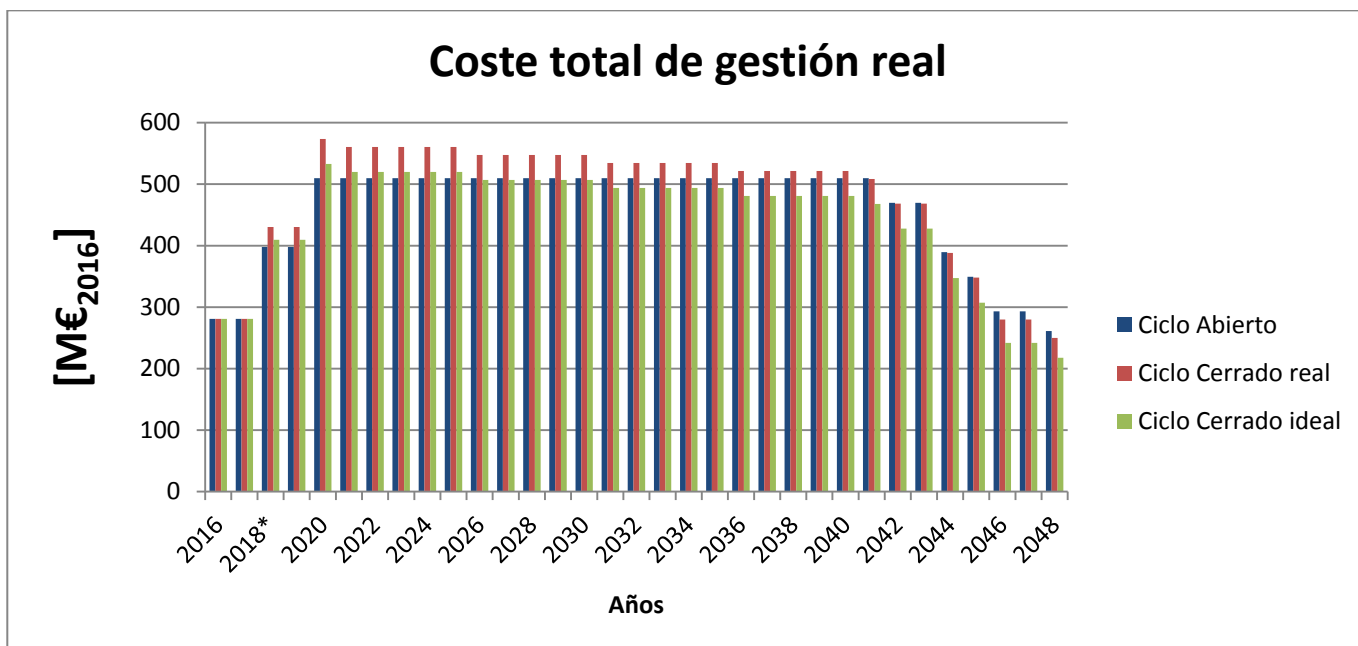


Figura 58 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales de gestión del caso ideal vs caso real. Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en la figura 58, el ciclo cerrado real que se encontraría en el caso español, difiere sustancialmente de los resultados que se mostraron en el caso ideal, el cual está en la figura para ver el contraste. Esto se puede ver también en los costes totales reales, figura 59.

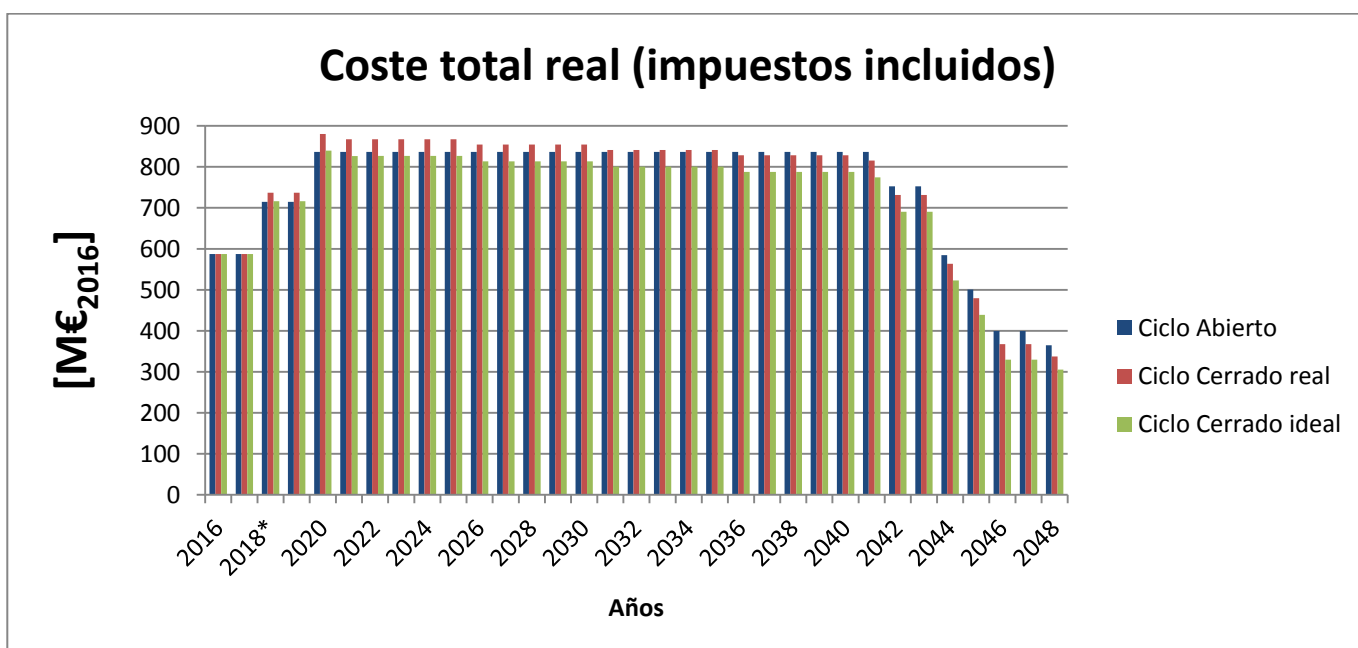


Figura 59 – Comparativa de flujos de caja de los costes totales del caso ideal vs caso real.

Fuente: Elaboración propia

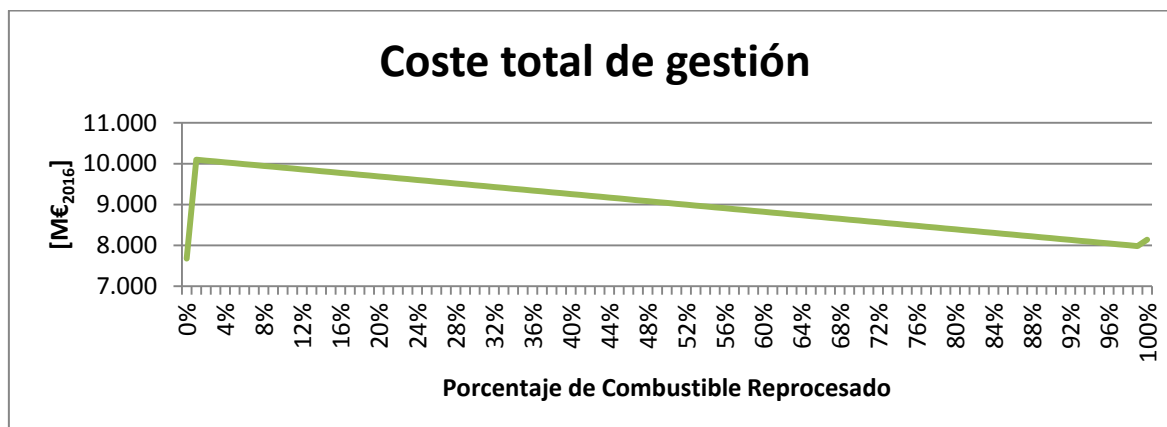
En la tabla 19, se recogen los valores presentes de todos estos flujos de cajas:

**Tabla 19 – Comparativa de los valores actuales de los flujos de caja en el caso real e ideal**

	Ciclo Abierto	Ciclo Cerrado real	Ciclo Cerrado ideal
Valor actual del Coste de Gestión [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>7.678,28</b>	<b>8.138,15</b>	<b>7.572,16</b>
Coste de Gestión por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>4,54</b>	<b>4,81</b>	<b>4,48</b>
Valor actual neto del Coste Total [M€ <sub>2016</sub> ]	<b>12.863,38</b>	<b>13.046,75</b>	<b>12.480,75</b>
Coste total por energía producida durante la vida útil del parque nuclear español [€/MWh]	<b>7,61</b>	<b>7,72</b>	<b>7,38</b>

En la situación real en la que se encontraría el sistema español, la opción de ciclo abierto presenta los menores costes.

Resulta de interés, el cálculo de los costes totales de gestión y con los impuestos bajo este supuesto.



**Figura 60 – Coste total de gestión en función del porcentaje de reprocesado para el caso real.**

Fuente: Elaboración propia

En la figura 60, se puede ver como a medida que se opta por un porcentaje mayor de reprocesado de combustible el coste total de gestión disminuye aunque este siempre está por encima del mínimo que es el que nos da la opción de ciclo abierto.

No obstante, en el caso real que se está evaluando, el optar por una política de gestión de ciclo cerrado completo presentaría un coste mayor que el optar por una opción mixta en la cual se reprocesará un elevado porcentaje de combustible.

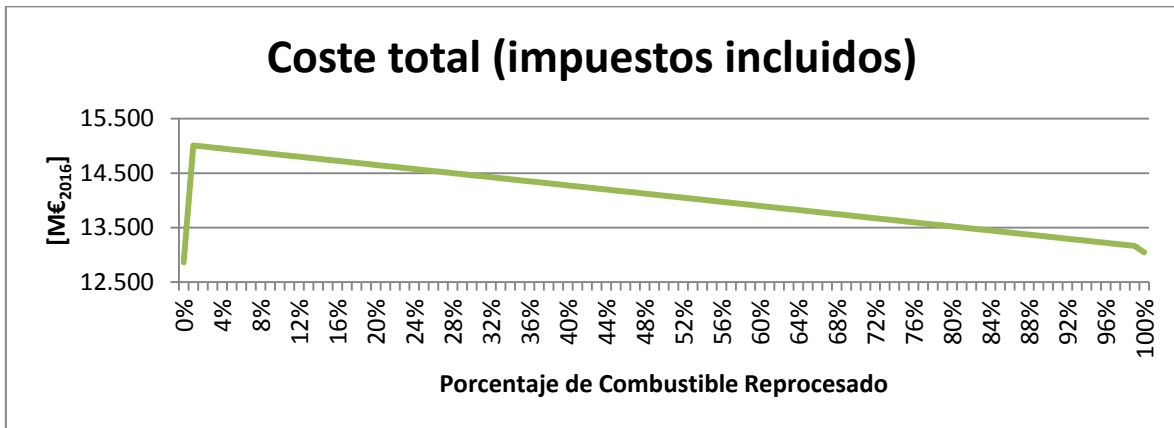


Figura 61 – Coste total en función del porcentaje de reprocesado para el caso real. Fuente: Elaboración propia

En la figura 61, se muestra que en el caso de los costes totales la tendencia es similar a la descrita antes. Pero en este caso consecuencia de las tasas a abonar por la gestión de residuos nucleares, el optar por una opción de ciclo cerrado presentaría menores costes que una opción mixta. Si bien hay que destacar que la opción que presenta el menor coste es el ciclo abierto.

## 6) Conclusiones

En este último apartado, se van a recoger las ideas de mayor importancia en lo que a materia de energía nuclear y gestión de residuos se refiere. Además, basándose en el estudio llevado a cabo en el capítulo 5, se podrá realizar una recomendación para la política a seguir por el gobierno español.

- La energía nuclear, tanto a nivel internacional como nacional, es una fuente de energía eléctrica necesaria, fiable y con un coste bajo. Son todas estas características las que hacen que sea ideal como energía de base dentro de cualquier sistema eléctrico de gran tamaño y complejidad.
- El constante avance dentro del campo de la generación de energía nuclear, hace que ésta sea cada vez más eficiente y segura. Por ello, es importante acabar con el temor social que se tiene hacia estas fuentes necesarias de energía. Si bien es cierto que algunos de los recientes accidentes nucleares han perjudicado la imagen pública de la generación nuclear. No hay que olvidar que los desastres naturales no son fácilmente controlables y que sirven para mejorar de cara al futuro.
- En lo referente a la gestión de residuos, se puede concluir que las dos estrategias actuales, ciclo abierto y ciclo cerrado, presentan distintas ventajas e inconvenientes que hacen que ninguna de las dos sea la óptima desde todos los puntos de vista posible. No obstante, la tendencia decreciente en el coste que presenta el ciclo cerrado y los menores riesgos percibidos por el ámbito social hacen que dicha opción en el futuro pueda resultar más interesante.
- En el caso español se puede decir, nuevamente, al contrario de la opinión de gran parte del ámbito político del país que la generación nuclear es necesaria en el sistema eléctrico español. Y aunque España es un país con unas excelentes condiciones para favorecer a la implantación de las fuentes renovables, aún la tecnología no permite solventar las deficiencias e incertidumbres para la estabilidad del sistema que presentan estas fuentes de generación de energía. Por tanto, la energía nuclear sigue siendo un pilar vital para nuestro sistema eléctrico.

- A la vista de los resultados obtenidos en el capítulo 5, es posible extraer dos conclusiones:
  - En el caso ideal, un país similar a España que aún no hubiera optado por ninguna de las dos estrategias de forma clara, se recomendaría a éste la implementación de una estrategia de ciclo cerrado por sus menores costes de gestión y menores riesgos para el medio ambiente.
  - En el caso real que se presenta en España, ciñéndose al criterio económico se debe de optar por una política de gestión de residuos de ciclo abierto casi completa. Aunque hay un pequeño porcentaje de residuos, entorno a un 5%, los cuales se optaron por reprocesar en el pasado y a estos habría que buscarles otra solución. Esta opción presenta unos costes de gestión y totales inferiores y que tras el periodo de crisis económica sufrida son los que se pueden asumir con mayor facilidad.

No obstante, cabe destacar que la diferencia de costes entre una estrategia y otra en ambos aspectos, gestión y coste total, es de un 6%. Diferencia que se puede considerar despreciable si se valoran algunos de los intangibles que ofrecen las distintas estrategias.

También existe el riesgo de que algunos de los residuos almacenados en las piscinas de las centrales estén dañados, hecho de gran importancia. Pues según los convenios internacionales, si se diera este caso los residuos tendrían que ser reprocesados haciendo así que no se pueda optar por una política de gestión en ciclo abierto.

En este caso, la opción mixta que nos daría el coste total mínimo a asumir estaría reprocesando el 95% del total de los residuos. Lo que llevaría a recomendar el optar por una estrategia de ciclo cerrado completa.

## 7) Bibliografía

- [1] R. Chang, Química, McGraw, 2013.
- [2] OECD Nuclear Energy Agency, «Nuclear Energy Today,» 2005.
- [3] Comunidad Eduambiental, «<http://comunidad.eduambiental.org/>,» [En línea]. Available: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenido/docpdf/capitulo12.pdf>. [Último acceso: 15 3 2016].
- [4] World Nuclear Association, «Nuclear Power Reactors,» [En línea]. Available: <http://world-nuclear.org/info/nuclear-fuel-cycle/power-reactors/nuclear-power-reactors/#.UU8NehxhWSo>. [Último acceso: 3 2 2016].
- [5] Secretaría de Estado de Energía, «Sexto Plan General de Residuos Radiactivos,» Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España., 2006.
- [6] OECD Nuclear Energy Agency, «The economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle,» Nuclear Development, 2013.
- [7] Enresa, «Almacén Temporal Centralizado,» 2011.
- [8] T. Kukkola y T. Saainio, «Cost estimate of Olkiluoto disposal facility for spent nuclear fuel,» Posiva OY, Olkiluoto, 2005.
- [9] B. Moratilla Soria, M. Lozano Leyva, L. Francia González, L. Herranz, P. Zuloaga, J. Casabianca, J. Castellnou i Barceló y J. Calvo Roy, «Combustible Nuclear,» *Biblioteca Comillas Ingeniería*, vol. 13, 2013.
- [10] World Nuclear Association, «Processing of used nuclear fuel,» Mayo 2012. [En línea]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Fuel-Recycling/Processing-of-Used-Nuclear-Fuel/#.UVKvdxxhWSo>. [Último acceso: 2016 2 14].
- [11] European Nuclear Society, «Purex Process,» [En línea]. Available: <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/p/purex-process.htm>. [Último acceso: 1 3 2016].
- [12] G. De Roo, «Economics of nuclear fuel cycles: Option valuation and neutronics simulation of mixed oxide fuels,» Massachusetts Institute of Technology, 2007.
- [13] F. Von Hippel, «Plutonium and reprocessing of spent nuclear fuel,» *Science*, vol. 293, nº Science, pp. 2397-2398, 2001.

- [14] M. Bunn, S. Fetter, J. P. Holdren y B. van der Zwaan, «The economics of reprocessing vs direct disposal of spent nuclear fuel,» Harvard University, Cambridge, Massachusetts, 2003.
- [15] An interdisciplinary MIT study, «The future of Nuclear Power,» Massachusetts Institute of Technology, 2003.
- [16] T. Lagus, «Reprocessing of spent nuclear fuel: A policy analysis,» *Journal of Engineering and Public Policy*, nº 9, pp. 1-27, 2005.
- [17] Boston Consulting Group, «Economic assessment of used nuclear fuel management in the United States,» BCG, 2006.
- [18] EPRI, «An economic analysis of select fuel cycles using the steady-state analysis model for advanced fuel cycles schemes,» Technical Update, 2007.
- [19] Y. Du y J. Parsons, «Update on the cost of nuclear power,» Center for energy and environmental policy research, 2009.
- [20] An interdisciplinary MIT Study, «The future of nuclear power,» Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [21] W. Ko y F. Gao, «Economic analysis of different nuclear fuel cycle options,» *Science and Technology of Nuclear Instalations*, 2012.
- [22] G. De Roo y J. Parsons, «A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power system with fuel recycling,» *Energy Economics*, nº 33, pp. 826-839, 2011.
- [23] P. Hoögselius, «Spent nuclear fuel policies in historical perspective: An international comparison,» *Energy policy*, nº 37, pp. 254-263, 2009.
- [24] S. Widder, «Benefits and concerns of a closed nuclear fuel cycle,» *Journal of renewable and sustainable energy*, nº 2, 2010.
- [25] Smith School of Enterprise and the Environment, «A low carbon nuclear fuel: Economic assessment of nuclear materials and spent nuclear fuel management in the UK,» University of Oxford, Oxford, 2011.
- [26] W. M. Nutt, Z. Duncan y T. Cotton, «Prioritization criteria for the selection of used nuclear fuel for recycling,» de *WM2011 Conference, Febraury 21 - March 3*, Phoenix, 2011.
- [27] E. Schneider, M. Deinert y K. Cady, «Cost analysis of the US spent nuclear fuel reprocessing facility,» *Energy Economics*, nº 31, pp. 627-634, 2009.
- [28] G. Recktenwald y M. Deinert, «Cost probability analysis of reprocessing spent nuclear fuel in the US,» *Energy Economics*, nº 34, pp. 1873-1881, 2012.

- [29] Y. Zhou, «Why is China going nuclear,» *Energy Policy*, nº 38, pp. 3755-3762, 2010.
- [30] Y. Zhou, «China's spent nuclear fuel management: current practices and future strategies,» *Energy policies*, nº 39, pp. 4360-4369, 2011.
- [31] J. Suchitra y M. Ramana, «Costing plutonium: economics of reprocessing in India,» *Journal Global Energy Issues*, vol. 27, nº 4, 2007.
- [32] Asociación Española de la Industria Eléctrica, «Las centrales nucleares españolas en 2013,» 2014.
- [33] Asociación Española de la Industria Eléctrica, «Producción diaria de las centrales nucleares españolas en 2014,» 2015.
- [34] B. Moratilla Soria y D. Echevarría-López, «Economic Analysis of the management of the nuclear spent fuel in Spain,» *Science and Technology of Nuclear Installations*, vol. 2014, 2014.
- [35] B. Moratilla Soria y A. Villar Lejarreta, «Influence of the new spanish legislation concerning the management of nuclear waste,» *Science and Technology of Nuclear Installations*, vol. 2013, 2013.
- [36] B. Y. Moratilla Soria, L. Rodríguez-Penalonga, P. Ocaña-Pastor, P. Martín-Cañas, B. Belda-Sánchez, N. Cortes-Sanz, M. Estadieu, J. I. Linares-Hurtado, J. M. Vidal-Bernardez y M. Niño-Serrano, «Spent nuclear fuel management: Levelized cost of electricity generation and analysis of various production scenarios,» MDPI, 2016.
- [37] R. Ruiz Sanchez y B. Moratilla Soria, «Análisis económico de la influencia de la nueva reforma energética española en el coste del tratamiento del combustible nuclear gastado,» 2014.
- [38] Nuclear Energy Agency, «Uranium 2014: Resources, Production and Demand,» A joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, 2014.
- [39] An interdisciplinary MIT study, «The future of the Nuclear Fuel Cycle,» Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [40] Electric Power Research Institute (EPRI), «Parametric study of Front-End nuclear fuel cycle costs using reprocessed uranium,» Palo Alto, California, 2010.
- [41] D. Shropshire, K. Williams, J. Smith, B. Dixon, M. Dunzik- Gougar, R. Adams, D. Gombert, J. T. Carter, E. Schneider y D. Hebditch, «Advanced fuel cycle cost basis,» Advanced Fuel Cycle Initiative, 2009.
- [42] OECD NEA, «The Economics of Nuclear Fuel Cycle,» 1994.
- [43] Nuclear Energy Agency, «Trends in the nuclear fuel cycle: Economic, Environmental and



Social aspects,» OECD, 2002.

- [44] Nuclear Energy Agency, «Advanced nuclear fuel cycles and radioactive waste management,» OECD, 2006.
- [45] G. De Roo, «Economics of nuclear fuel cycles: Option valuation and neutronics simulation of mixed oxide fuels,» Massachusetts Institute of Technology, 2009.

# **Anexo A**

## ***CÁLCULOS DETALLADOS DE LOS RESIDUOS GENERADOS EN EL PARQUE NUCLEAR ESPAÑOL DURANTE LA VIDA UTIL PREVISTA***

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
ALMARAZ 1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ALMARAZ 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ASCÓ 1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ASCÓ 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
COFRENTES	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
VANDELLÓS 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
TRILLO	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
<b>Total anual</b>	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total
ALMARAZ 1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	520
ALMARAZ 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	560
ASCÓ 1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	560
ASCÓ 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	600
COFRENTES	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	580
VANDELLÓS 2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	660
TRILLO	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	660
<b>Total anual</b>	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4140

# **Anexo B**

## ***CÁLCULOS DETALLADOS DE LOS COSTES EN EL CASO IDEAL***

## • *Ciclo Abierto*

	2016	2017	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	0.00	0.00	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	140.00	140.00	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	308.62	308.62	437.04	437.04	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	645.55	645.55	785.19	785.19	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10

	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	120.00	120.00	80.00	60.00	40.00	40.00	40.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	265.99	265.99	225.99	205.99	185.99	185.99	185.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	264.53	264.53	176.36	132.27	88.18	88.18	88.18
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	105.55	105.55	70.37
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	560.18	560.18	560.18	560.18	516.09	516.09	427.91	383.82	322.14	322.14	286.96
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	288.79	288.79	192.53	144.40	96.26	96.26	96.26
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	9.23	9.23	6.15
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	919.10	919.10	919.10	919.10	826.88	826.88	642.44	550.22	438.87	438.87	400.61

• **Ciclo cerrado**

	2016	2017	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	0.00	0.00	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	140.00	140.00	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	135.54	128.54	128.54	128.54	128.54	128.54	121.54
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	141.34	141.34	141.34	134.04	134.04	134.04	134.04	134.04	126.74
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	308.62	308.62	449.96	449.96	585.50	571.20	571.20	571.20	571.20	571.20	556.91
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	645.55	645.55	786.89	786.89	922.52	908.22	908.30	908.30	908.30	908.30	894.00

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	121.54	121.54	121.54	121.54	114.54	114.54	114.54	114.54	114.54	107.54	107.54
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	126.74	126.74	126.74	126.74	119.44	119.44	119.44	119.44	119.44	112.14	112.14
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	556.91	556.91	556.91	556.91	542.61	542.61	542.61	542.61	542.61	528.31	528.31
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	894.00	894.00	894.00	894.00	879.70	879.70	879.70	879.70	879.70	865.40	865.40

	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	120.00	120.00	80.00	60.00	40.00	40.00	40.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	265.99	265.99	225.99	205.99	185.99	185.99	185.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	264.53	264.53	176.36	132.27	88.18	88.18	88.18
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	107.54	107.54	107.54	100.54	100.54	100.54	100.54	100.54	80.18	80.18	53.45
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	112.14	112.14	112.14	104.84	104.84	104.84	104.84	104.84	97.54	97.54	97.54
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	528.31	528.31	528.31	514.01	469.92	469.92	381.74	337.65	265.90	265.90	239.17
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	288.79	288.79	192.53	144.40	96.26	96.26	96.26
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	865.40	865.40	865.40	851.10	758.88	758.88	574.44	482.22	362.33	362.33	335.60



# Anexo C

## ***CÁLCULOS DETALLADOS DE LOS COSTES EN EL CASO REAL***

• **Ciclo abierto caso real**

	2016	2017	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	0.00	0.00	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	140.00	140.00	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	308.62	308.62	437.04	437.04	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18	560.18
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	645.55	645.55	785.19	785.19	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10	919.10

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>

	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	120.00	120.00	80.00	60.00	40.00	40.00	40.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	265.99	265.99	225.99	205.99	185.99	185.99	185.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	264.53	264.53	176.36	132.27	88.18	88.18	88.18
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	123.14	105.55	105.55	70.37
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41	128.41
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>560.18</b>	<b>516.09</b>	<b>516.09</b>	<b>427.91</b>	<b>383.82</b>	<b>322.14</b>	<b>322.14</b>	<b>286.96</b>
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	288.79	288.79	192.53	144.40	96.26	96.26	96.26
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	9.23	9.23	6.15
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23	11.23
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>919.10</b>	<b>826.88</b>	<b>826.88</b>	<b>642.44</b>	<b>550.22</b>	<b>438.87</b>	<b>438.87</b>	<b>400.61</b>

• **Ciclo cerrado caso real**

	2016	2017	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	0.00	0.00	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	140.00	140.00	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	157.43	150.43	150.43	150.43	150.43	150.43	143.43
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	164.17	164.17	164.17	156.87	156.87	156.87	156.87	156.87	149.57
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	308.62	308.62	472.79	472.79	630.23	615.93	615.93	615.93	615.93	615.93	601.63
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	645.55	645.55	809.72	809.72	967.24	952.94	953.02	953.02	953.02	953.02	938.72

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00	140.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99	285.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62	308.62
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	143.43	143.43	143.43	143.43	136.43	136.43	136.43	136.43	136.43	129.43	129.43
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	149.57	149.57	149.57	149.57	142.27	142.27	142.27	142.27	142.27	134.97	134.97
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	601.63	601.63	601.63	601.63	587.33	587.33	587.33	587.33	587.33	573.03	573.03
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92	336.92
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	938.72	938.72	938.72	938.72	924.42	924.42	924.42	924.42	924.42	910.12	910.12

	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOX nuevo generado [T]	140.00	140.00	140.00	140.00	120.00	120.00	80.00	60.00	40.00	40.00	40.00
UOX antiguo [T]	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99	145.99
UOX total gestionado en el año [T]	285.99	285.99	285.99	285.99	265.99	265.99	225.99	205.99	185.99	185.99	185.99
Coste Front-End UOX nuevo [M\$2016]	308.62	308.62	308.62	308.62	264.53	264.53	176.36	132.27	88.18	88.18	88.18
Coste Back-End UOX nuevo [M\$2016]	129.43	129.43	129.43	122.43	122.43	122.43	122.43	122.43	98.94	98.94	65.96
Coste Back-End UOX antiguo [M\$2016]	134.97	134.97	134.97	127.67	127.67	127.67	127.67	127.67	120.37	120.37	120.37
<b>Coste Total de Gestión [M\$2016]</b>	573.03	573.03	573.03	558.73	514.64	514.64	426.46	382.37	307.49	307.49	274.51
IMPUESTOS generación [M\$2016]	336.92	336.92	336.92	336.92	288.79	288.79	192.53	144.40	96.26	96.26	96.26
IMPUESTOS almacenamiento UOX nuevo [M\$2016]	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07
IMPUESTOS almacenamiento UOX antiguo [M\$2016]	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>Coste Total [M\$2016]</b>	910.12	910.12	910.12	895.82	803.60	803.60	619.16	526.94	403.93	403.93	370.94

# Anexo D

## **LEY DE MEDIDAS FISCALES EN MATERIA MEDIOAMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA**

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### JEFATURA DEL ESTADO

**15649** *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley.

#### PREÁMBULO

##### I

La presente Ley tiene como objetivo armonizar nuestro sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, valores que inspiran esta reforma de la fiscalidad, y como tal en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética, y por supuesto ambiental de la Unión Europea.

En la sociedad actual, la incidencia, cada vez mayor de la producción y el consumo de energía en la sostenibilidad ambiental requiere de un marco normativo y regulatorio que garantice a todos los agentes el adecuado funcionamiento del modelo energético que, además, contribuya a preservar nuestro rico patrimonio ambiental.

El fundamento básico de esta Ley se residencia en el artículo 45 de la Constitución, precepto en el que la protección de nuestro medio ambiente se configura como uno de los principios rectores de las políticas sociales y económicas. Por ello, uno de los ejes de esta reforma tributaria será la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica y del almacenamiento del combustible nuclear gastado o de los residuos radiactivos. De esta forma, la Ley ha de servir de estímulo para mejorar nuestros niveles de eficiencia energética a la vez que permiten asegurar una mejor gestión de los recursos naturales y seguir avanzando en el nuevo modelo de desarrollo sostenible, tanto desde el punto de vista económico y social, como medioambiental.

La presente reforma contribuye además a la integración de las políticas medioambientales en nuestro sistema tributario, en el cual tienen cabida tanto tributos específicamente ambientales, como la posibilidad de incorporar el elemento ambiental en otros tributos ya existentes.

Los valores y objetivos que informan la presente Ley tienen vocación transversal y por lo tanto deben ser un eje básico de la coherencia de las medidas sectoriales, especialmente cuando inciden en un sector de tanto impacto económico y ambiental para el país como es el sector energético.

A tal fin, mediante esta Ley se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas; se crea un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

## II

En este sentido y con el fin también de favorecer el equilibrio presupuestario, se establece en el Título I de esta Ley, un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español.

Este impuesto gravará la capacidad económica de los productores de energía eléctrica cuyas instalaciones originan importantes inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, y comportan, por sí o como resultas de la propia existencia y desarrollo de las tales redes, indudables efectos medioambientales, así como la generación de muy relevantes costes necesarios para el mantenimiento de la garantía de suministro. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación.

## III

El Título II de esta Ley contiene la regulación de los otros dos nuevos impuestos a los que se ha hecho referencia: el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

La generación de energía eléctrica mediante la utilización de energía nuclear supone la asunción por parte de la sociedad de una serie de cargas y servidumbres, debido a las peculiaridades inherentes a este tipo de energía, cuyo impacto económico es difícil de evaluar. La sociedad ha de hacerse cargo de una serie de responsabilidades derivadas de los aspectos específicos que inciden en dicha generación, tales como la gestión de los residuos radiactivos generados y el uso de materiales que pueden ser utilizados para fines no pacíficos.

Aunque en el Plan General de Residuos Radiactivos se prevén las necesidades de financiación, basadas en las mejores estimaciones disponibles, la valoración del coste total del desmantelamiento de las centrales nucleares y la gestión definitiva de los residuos radiactivos mantienen un alto grado de incertidumbre que, en última instancia, se trasladaría a la sociedad, tras el cese de la explotación de las centrales nucleares particularmente en lo que se refiere a la gestión definitiva del combustible nuclear gastado y de los residuos de alta actividad, ya que los desarrollos tecnológicos pueden condicionar la forma en la que finalmente se lleve a cabo dicha gestión y, en consecuencia, los costes asociados a la misma.

Asimismo, dada la larga vida de determinados residuos radiactivos, que trasciende a generaciones, tras la gestión definitiva de éstos será necesario el establecimiento de las medidas necesarias para evitar que cualquier agente externo pueda provocar su dispersión en el medio ambiente u otro tipo de efecto no deseado, lo que exigirá una supervisión institucional a largo plazo de la que deberá hacerse cargo el Estado. Así se contempla en el artículo 38 bis de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, en la que se dispone que el Estado asuma la titularidad de los residuos radiactivos una vez se haya procedido a su almacenamiento definitivo y, asimismo, que asuma la vigilancia que, en su caso, pudiera requerirse tras la clausura de una instalación nuclear una vez haya transcurrido el periodo de tiempo que se establezca en la correspondiente declaración de clausura.

Otra de las características que singulariza a la industria nucleoelectrónica la constituye el uso y generación de unos materiales que han de estar sometidos a un estricto control para evitar su utilización con fines no pacíficos o cualquier otro tipo de acto malintencionado sobre los mismos, lo que obliga a España, en su condición de Parte del Tratado sobre la no proliferación de armas nucleares (hecho en Londres, Moscú y Washington el 1 de julio de 1968 y ratificado por España el 13 de octubre de 1987) y de la Convención sobre la protección física de los materiales nucleares (hecha en Viena y Nueva York el 3 de marzo



de 1980, firmada por España el 7 de abril de 1986 y ratificada, como Estado miembro de EURATOM, el 6 de septiembre de 1991) a hacer frente a las responsabilidades que de ello se deriva y, en consecuencia, a la aplicación de los recursos correspondientes.

Asimismo, el Estado debe aportar los recursos necesarios para mantener operativos los planes de emergencia nuclear existentes en cada una de las provincias en las que existen instalaciones nucleares.

A la vista de lo anterior, se considera adecuado el establecimiento de un gravamen sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en las centrales nucleares, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas, al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación.

#### IV

La imposición sobre hidrocarburos además de ser una fuente relevante de ingresos tributarios constituye un potente instrumento al servicio de la política de protección del medio ambiente plenamente asentado en nuestro ordenamiento jurídico.

Si bien los combustibles líquidos destinados principalmente al transporte por carretera o al sector residencial, han venido contribuyendo a estos objetivos a través de sus tipos actuales del Impuesto sobre Hidrocarburos, el gas natural ha venido disfrutando de un tipo impositivo igual a cero, permitido temporalmente por el artículo 15.1.g) de la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

La inminencia del final del periodo indicado en la Directiva 2003/96/CE, el incremento en las cuotas nacionales de consumo de gas natural que se ha producido durante estos años, así como, la coherencia en el tratamiento de las diferentes fuentes de energía, aconsejan aplicar niveles de imposición estrictamente positivos para aquellos usos del gas natural que se encuentran regulados a tipo cero, por lo que en el Título III de esta Ley, mediante la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales (BOE de 29 de diciembre), se establece un tipo positivo al gas natural utilizado como carburante en motores estacionarios, así como, al gas natural destinado a usos distintos a los de carburante.

No obstante, para mantener la competitividad del sector industrial, al amparo de lo establecido en la normativa comunitaria citada que permite diferenciar para un mismo producto el nivel nacional de imposición en determinadas circunstancias o condiciones estables, respetando los niveles mínimos comunitarios de imposición y las normas del mercado interior y de competencia, se establece una imposición reducida al gas natural para usos profesionales siempre que no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad. Las actividades de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles constituyen grandes focos de emisión de gases de efecto invernadero, por lo que desde un punto de vista fiscal, se ha llegado a la consideración de que esta forma de generación de electricidad ha de ser gravada de forma más acorde, en relación con las externalidades que produce.

Bajo estas premisas, se suprimen determinadas exenciones previstas en el artículo 51.2.c) y 79.3.a) de la Ley 38/1992, ello, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 14.1.a) de la Directiva 2003/96/CE, que permite a los Estados miembros para tales fines someter a gravamen a los productos energéticos utilizados para producir electricidad, y, con el artículo 15.1.c) de la citada Directiva por lo que se refiere a la generación combinada de calor y electricidad.

En este mismo sentido, para dar un tratamiento análogo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía fósil, se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.

## V

Finalmente, en el Título IV de esta ley se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

En particular, dicho Título regula el régimen económico-financiero de la utilización del dominio público hidráulico. Así, dispone que las Administraciones públicas competentes, en virtud del principio de recuperación de costes y teniendo en cuenta proyecciones económicas a largo plazo, establecerán los oportunos mecanismos para repercutir los costes de los servicios relacionados con la gestión del agua, incluyendo los costes ambientales y del recurso, en los diferentes usuarios finales.

El citado texto refundido de la Ley de Aguas en sus artículos 112 a 114 contempla cuatro exacciones distintas vinculadas al agua: el canon de utilización de bienes de dominio público, el canon de vertido que grava los vertidos al dominio público hidráulico, el canon de regulación que grava el beneficio particular obtenido por obras de regulación hechas por el Estado y la tarifa de utilización del agua que grava los beneficios particulares obtenidos por obras del Estado distintas de las de regulación.

En particular, el artículo 112 del texto refundido de la Ley de Aguas establece que el canon de utilización se aplica sólo a la ocupación, utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico definido en los apartados b) y c) del artículo 2 de la misma ley, es decir a la utilización de los cauces de corrientes naturales, continuas o discontinuas y de los lechos de los lagos y lagunas y los de los embalses superficiales en cauces públicos. Queda así fuera de la definición de este canon el uso de las aguas continentales a que se refiere el apartado a) del mismo artículo 2 del texto refundido de la Ley de Aguas.

Esta realidad que es una anomalía respecto al régimen común de los bienes de dominio público ha perdurado por razones históricas si bien hoy carece de razonabilidad económica, al menos en cuanto a un uso puramente industrial y en régimen de mercado como es el de producción de energía eléctrica.

Actualmente, la calidad general de las aguas continentales españolas hace necesaria su protección a fin de salvaguardar uno de los recursos naturales necesarios para la sociedad. En este sentido deben reforzarse las políticas de protección del dominio público hidráulico. A tal fin, se hace necesaria la obtención de recursos que deben ser aportados por quienes obtienen un beneficio de su utilización privativa o aprovechamiento especial para la producción de energía eléctrica.

El objeto de esta modificación por tanto, es establecer un nuevo canon a los bienes de dominio público descritos en el apartado a) del artículo 2 de la misma ley, es decir, a la utilización o aprovechamiento de las aguas continentales para su explotación hidroeléctrica.

## TÍTULO I

**Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica****Artículo 1. Naturaleza.**

El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, a través de cada una de las instalaciones indicadas en el artículo 4 de esta Ley.

**Artículo 2. Ámbito territorial.**

1. El impuesto se aplicará en todo el territorio español.
2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

### Artículo 3. *Tratados y convenios.*

Lo establecido en esta ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

### Artículo 4. *Hecho imponible.*

1. Constituye el hecho imponible la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares, en cualquiera de las instalaciones a las que se refiere el Título IV de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. La producción en barras de central, a efectos de esta Ley, se corresponderá con la energía medida en bornes de alternador minorada en los consumos auxiliares en generación y en las pérdidas hasta el punto de conexión a la red.

3. Respecto a los conceptos y términos con sustantividad propia que aparecen en la Ley, salvo los definidos en ella, se estará a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico de carácter estatal.

### Artículo 5. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el artículo 35.4 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria que realicen las actividades señaladas en el artículo 4.

### Artículo 6. *Base imponible.*

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo.

A estos efectos, en el cálculo del importe total se considerarán las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos que se deriven de lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el período impositivo correspondiente, así como las previstas en el régimen económico específico para el caso de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.

2. La base imponible definida en el apartado anterior se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades señaladas en el artículo 4 de esta Ley.

### Artículo 7. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del contribuyente en el ejercicio de la actividad en la instalación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

### Artículo 8. *Tipo de gravamen.*

El Impuesto se exigirá al tipo del 7 por ciento.

### Artículo 9. *Cuota íntegra.*

La cuota íntegra es la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen.

### Artículo 10. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota dentro del mes de noviembre posterior al de devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones

Públicas. A estos efectos deberán tenerse en cuenta las medidas definitivas de la producción eléctrica.

2. Entre el día 1 y el 20 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero del año siguiente, los contribuyentes que realicen el hecho imponible deberán efectuar un pago fraccionado correspondiente al período de los tres, seis, nueve o doce meses de cada año natural, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

3. Los pagos fraccionados se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada desde el inicio del período impositivo hasta la finalización de los tres, seis, nueve o doce meses a que se refiere el apartado anterior, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de esta Ley y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

A estos efectos, se tomará como valor de la producción el importe total que corresponda percibir por el contribuyente, por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central, por cada instalación en el correspondiente período.

No obstante, cuando el valor de la producción incluidas todas las instalaciones, no supere 500.000 euros en el año natural anterior, los contribuyentes estarán obligados a efectuar exclusivamente el pago fraccionado cuyo plazo de liquidación está comprendido entre el día 1 y 20 del mes de noviembre.

Tratándose de contribuyentes que hubieran desarrollado la actividad por un plazo inferior al año natural durante el año anterior, el valor de la producción se elevará al año.

4. En caso de inicio de la actividad con posterioridad a 1 de enero, los pagos fraccionados a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo que esté en curso, se realizarán, en su caso, en el plazo de liquidación correspondiente al trimestre en el que el valor de la producción calculado desde el inicio del período impositivo supere los 500.000 euros, incluidas todas las instalaciones.

5. Si el importe total que corresponda percibir al contribuyente no resultara conocido en el momento de la realización de los pagos fraccionados, el contribuyente deberá fijarlo provisionalmente en función de la última liquidación provisional realizada por el operador del sistema y, en su caso, por la Comisión Nacional de Energía, con anterioridad al inicio del plazo de realización del pago correspondiente.

#### Artículo 11. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas al presente impuesto serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

## TÍTULO II

### **Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas**

#### CAPÍTULO I

##### **Disposiciones generales**

#### Artículo 12. *Naturaleza.*

El impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas son tributos de carácter directo y naturaleza real, que gravan las actividades que, integrando su respectivo hecho imponible, se definen en los artículos 15 y 19 de esta Ley.

Artículo 13. *Ámbito territorial.*

1. Los impuestos se aplicarán en todo el territorio español.
2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Artículo 14. *Tratados y Convenios.*

Lo establecido en esta Ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

## CAPÍTULO II

### **Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica**

Artículo 15. *Hecho imponible.*

Constituye el hecho imponible del impuesto la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica.

Artículo 16. *Contribuyentes.*

1. Son contribuyentes las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el artículo 35.4 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, que realicen la actividad señalada en el artículo 15.
2. Serán responsables solidarios de la deuda tributaria del impuesto los propietarios de las instalaciones nucleares que generen el hecho imponible cuando no coincidan con quienes las exploten.

Artículo 17. *Base imponible.*

1. Constituye la base imponible sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica:

- a) Los kilogramos de metal pesado contenidos en el combustible nuclear producido durante el período impositivo, entendiéndose como metal pesado el uranio y el plutonio contenidos, y como combustible nuclear gastado el combustible nuclear irradiado en el reactor que durante el período impositivo haya sido extraído definitivamente de éste.
- b) Los metros cúbicos de residuos radiactivos de media, baja y muy baja actividad producidos, que han sido acondicionados durante el período impositivo para su almacenamiento con carácter temporal en el propio emplazamiento de la instalación

2. La base imponible definida en este artículo se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades que constituyen el hecho imponible de este impuesto.

Artículo 18. *Tipo impositivo y cuota tributaria.*

La cuota tributaria será el resultado de aplicar a la base imponible los siguientes tipos impositivos:

- a) En la producción de combustible gastado resultante de la generación de energía nucleoelectrónica, a la que se refiere el apartado 1.a) del artículo 17, el tipo será de 2.190 euros por kilogramo de metal pesado.

b) En la producción de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 1.b) del artículo 17:

1.º Para residuos radiactivos de baja y media actividad, el tipo será de 6.000 euros por metro cúbico.

2.º Para residuos radiactivos de muy baja actividad, el tipo será de 1.000 euros por metro cúbico.

### CAPÍTULO III

#### **Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas**

##### Artículo 19. *Hecho imponible.*

Constituye el hecho imponible del impuesto la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y de residuos radiactivos en una instalación centralizada.

A los efectos de este impuesto, se entenderá como almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos a toda actividad consistente en la inmovilización temporal o definitiva de los mismos, con independencia de la forma en que se realice, y como instalación centralizada a aquella que pueda almacenar estos materiales procedentes de diversas instalaciones u orígenes.

##### Artículo 20. *Exenciones.*

Estará exento del impuesto el almacenamiento de residuos radiactivos procedentes de actividades médicas o científicas, así como de residuos radiactivos procedentes de incidentes excepcionales en instalaciones industriales no sujetas a la reglamentación nuclear que sean calificados como tales por el Consejo de Seguridad Nuclear o detectados en dichas instalaciones, y gestionados en el marco de los acuerdos a que hace referencia el artículo 11.2 del Real Decreto 229/2006, de 24 de febrero, sobre el control de fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad y fuentes huérfanas.

##### Artículo 21. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el apartado 4 del artículo 35 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, que sean titulares de las instalaciones en las que se realicen las actividades señaladas en el artículo 19.

##### Artículo 22. *Base imponible.*

1. Constituye la base imponible del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas:

a) La diferencia entre el peso del metal pesado contenido en el combustible nuclear gastado almacenado a la finalización y al inicio del período impositivo, expresado en kilogramos.

b) La diferencia entre el volumen de residuos radiactivos de alta actividad, distintos del combustible nuclear gastado, o de media actividad y vida larga, almacenados a la finalización y al inicio del período impositivo, expresado en metros cúbicos.

c) El volumen de residuos radiactivos de media actividad no incluidos en el apartado b), y de baja o muy baja actividad, introducidos en la instalación para su almacenamiento durante el período impositivo, expresado en metros cúbicos.

2. La base imponible definida en este artículo se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades que constituyen el hecho imponible de este impuesto.

Artículo 23. *Base liquidable en el almacenamiento centralizado de residuos de media, baja y muy baja actividad.*

1. En el almacenamiento centralizado de residuos de media, baja y muy baja actividad, a que se refiere el apartado 1.c) del artículo 22, la base liquidable se obtendrá por aplicación a la base imponible de un coeficiente multiplicador K de reducción, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$BL = K \times BI$$

En la que:

BL: Base liquidable.

BI: Base imponible.

2. El coeficiente K se obtendrá por la aplicación de la siguiente fórmula,

$$K = \frac{V_{NC} + V_C \times f_C + V_{SI} \times f_{SI} + V_{LI} \times f_{LI} + V_{MX} \times f_{MX}}{V_{NC} + V_C + V_{SI} + V_{LI} + V_{MX}}$$

En la que:

$V_{NC}$ : Volumen de residuos no compactables ni incinerables introducidos para su almacenamiento definitivo.

$V_C$ : Volumen de residuos compactables introducidos para su almacenamiento definitivo.

$f_C$ : Factor de reducción de volumen por compactación.

$V_{SI}$ : Volumen de residuos sólidos que se someten a tratamiento de incineración previo al almacenamiento definitivo.

$f_{SI}$ : Factor de reducción de volumen por incineración de residuos sólidos.

$V_{LI}$ : Volumen de residuos líquidos que se someten a tratamiento de incineración previo al almacenamiento definitivo.

$f_{LI}$ : Factor de reducción de volumen por incineración de residuos líquidos.

$V_{MX}$ : Volumen de residuos que se someten a tratamiento mixto de compactación e incineración previo al almacenamiento definitivo.

$f_{MX}$ : Factor de reducción de volumen por tratamiento mixto de compactación e incineración.

3. Los factores de reducción tomarán los valores siguientes:

Factor	Valor
$f_C$	1
	2,6
$f_{SI}$	1
	12,1
$f_{LI}$	1
	15,3
$f_{MX}$	1
	7,8

Artículo 24. *Tipo impositivo y cuota tributaria.*

1. La cuota tributaria será el resultado de aplicar a la base imponible, o a la base liquidable de acuerdo con lo establecido en el artículo 23, los siguientes tipos impositivos:

a) En el almacenamiento de combustible gastado a que se refiere el apartado 1.a) del artículo 22, el tipo será de 70 euros por kilogramo de metal pesado.

b) En el almacenamiento de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 1.b) del artículo 22, el tipo será de 30.000 euros por metro cúbico de residuo radiactivo.

c) En el almacenamiento de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 1.c) del artículo 22:

1.º Para residuos radiactivos de baja y media actividad, el tipo será de 10.000 euros por metro cúbico.

2.º Para residuos radiactivos de muy baja actividad, el tipo será de 2.000 euros por metro cúbico.

#### CAPÍTULO IV

##### Normas comunes para ambos impuestos

Artículo 25. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del contribuyente en el desarrollo de las actividades que constituyen los hechos imponible a que se refieren los artículos 15 y 19, en cuyo caso finalizará en el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 26. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota resultante en el plazo de los primeros 20 días naturales siguientes al devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. En los primeros 20 días naturales de los meses de abril, julio y octubre, los contribuyentes que realicen el hecho imponible establecido en los artículos 15 y 19 deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo en curso, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

El importe de los pagos fraccionados se calculará en función de las magnitudes determinantes de la base imponible que correspondan al trimestre natural anterior al inicio del plazo de realización de cada uno de los pagos fraccionados, y aplicando el tipo impositivo, según el caso, a que se refieren los artículos 18 y 24 de la Ley.

Artículo 27. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas a los presentes impuestos serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

#### TÍTULO III

##### Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales

Artículo 28. *Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

Se modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, en los siguientes términos:

Uno. Se añade un apartado 14 en el artículo 7, con la siguiente redacción:

«14. No obstante lo establecido en los apartados anteriores de este artículo, cuando la salida del gas natural de las instalaciones consideradas fábricas o depósitos fiscales se produzca en el marco de un contrato de suministro de gas natural efectuado a título oneroso, el devengo del impuesto sobre hidrocarburos se



producirá en el momento en que resulte exigible la parte del precio correspondiente al gas natural suministrado en cada período de facturación. Lo anterior no será de aplicación cuando el destino del gas natural sea otra fábrica o depósito fiscal.

Para la aplicación de lo previsto en el apartado 1 de este artículo, en relación con los suministros de gas natural distintos de aquellos a los que se refiere el párrafo anterior, los sujetos pasivos podrán considerar que el conjunto del gas natural suministrado durante períodos de hasta sesenta días consecutivos, ha salido de fábrica o depósito fiscal el primer día del mes natural siguiente a la conclusión del referido período.»

Dos. Se modifica el apartado 3 del artículo 8, en los siguientes términos:

«3. Son sujetos pasivos, en calidad de sustitutos del contribuyente, los representantes fiscales a que se refiere el apartado 28 del artículo 4 de esta Ley.

También son sujetos pasivos, en calidad de sustitutos del contribuyente, quienes realicen los suministros de gas natural a título oneroso en el supuesto previsto en el párrafo primero del apartado 14 de artículo 7 de esta Ley.»

Tres. Se modifica la Tarifa 1.<sup>a</sup> del apartado 1 del artículo 50 y el apartado 3 del mismo artículo de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, que quedan redactados de la siguiente forma:

«Tarifa 1.<sup>a</sup>:

Epígrafe 1.1 Gasolinas con plomo: 433,79 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.2.1 Gasolinas sin plomo de 98 I.O. o de octanaje superior: 431,92 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.2.2 Las demás gasolinas sin plomo: 400,69 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.3 Gasóleos para uso general: 307 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.4 Gasóleos utilizables como carburantes en los usos previstos en el apartado 2 del artículo 54 y, en general, como combustible, con exclusión de los del epígrafe 1.16: 78,71 euros por 1.000 litros de tipo general y 6 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.5 Fuelóleos, con exclusión de los del epígrafe 1.17: 14 euros por tonelada de tipo general y 1 euro por tonelada de tipo especial.

Epígrafe 1.6 GLP para uso general: 57,47 euros por tonelada.

Epígrafe 1.8 GLP destinados a usos distintos a los de carburante: 15 euros por tonelada.

Epígrafe 1.9 Gas natural para uso general: 1,15 euros por gigajulio.

Epígrafe 1.10 Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio.

No obstante, se establece un tipo reducido de 0,15 euros por gigajulio para el gas natural destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilicen en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

Epígrafe 1.11 Queroseno para uso general: 306 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.12 Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante: 78,71 euros por 1.000 litros.

Epígrafe 1.13 Bioetanol y biometanol para uso como carburante:

a) Bioetanol y biometanol mezclado con gasolinas sin plomo de 98 I.O. o de octanaje superior: 431,92 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

b) Bioetanol y biometanol, mezclado con las demás gasolinas sin plomo o sin mezclar: 400,69 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.14 Biodiesel para uso como carburante: 307 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.15 Biodiesel para uso como carburante en los usos previstos en el apartado 2 del artículo 54 y, en general, como combustible, y biometanol para uso como combustible: 78,71 euros por 1.000 litros de tipo general y 6 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.16 Gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor en instalaciones cuya actividad de producción quede comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico: 29,15 euros por 1.000 litros.

Epígrafe 1.17 Fuelóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor en instalaciones cuya actividad de producción quede comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico: 12,00 euros por tonelada.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 7 del artículo 8, la aplicación de los tipos reducidos fijados para los epígrafes 1.4, 1.12, 1.15, 1.16 y 2.10 queda condicionada al cumplimiento de las condiciones que se establezcan reglamentariamente en cuanto a la adición de trazadores y marcadores, así como a la utilización realmente dada a los productos. Tales condiciones podrán comprender el empleo de medios de pago específicos.»

Cuatro. Se suprime el artículo 51.2.c) y el artículo 51.4 queda redactado de la siguiente forma:

«4. La fabricación e importación de los productos clasificados en el código NC 2705 que se destinen a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas o a su autoconsumo en las instalaciones donde se hayan generado. A los efectos de la aplicación de esta exención se consideran:

1.º Central eléctrica: La instalación cuya actividad de producción de energía eléctrica queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizados con arreglo a lo establecido en el Capítulo I del Título IV de dicha Ley.

2.º Central combinada: La instalación cuya actividad de producción de electricidad o de cogeneración de energía eléctrica y calor útil para su posterior aprovechamiento energético queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizadas con arreglo a lo establecido en el Capítulo II del Título IV de dicha Ley.»

Cinco. Se modifica el apartado 4, que queda redactado de la siguiente forma, y se suprime el apartado 5, ambos del artículo 52 bis:

«4. La base de la devolución estará constituida por el volumen de gasóleo que haya sido adquirido por el interesado y destinado a su utilización como carburante en los vehículos mencionados en el apartado 2 anterior. La base así determinada se expresará en miles de litros.

Para la aplicación del tipo autonómico de la devolución, la base de la devolución estará constituida por el volumen de gasóleo que haya sido adquirido por el interesado en el territorio de la Comunidad Autónoma que lo haya establecido y haya sido destinado a su utilización como carburante en los vehículos mencionados en el apartado 2 anterior. La base así determinada se expresará en miles de litros.»

Seis. Se modifica la letra b) del apartado Uno del artículo 52 ter, en los siguientes términos:

«b) El importe de las cuotas a devolver será igual al resultado de aplicar el tipo de 78,71 euros por 1.000 litros sobre una base constituida por el volumen de gasóleo efectivamente empleado en la agricultura, incluida la horticultura, ganadería y silvicultura durante el período indicado, expresado en miles de litros.»

Siete. Se introduce un apartado 5 en el artículo 54, de modo que el actual apartado 5 pasa a ser el 6, quedando redactados de la siguiente forma:

«5. La utilización del gasóleo con la aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.16 de la tarifa 1.<sup>a</sup> del impuesto y la utilización del fuelóleo con la aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.17 de la tarifa 1.<sup>a</sup> del impuesto, estarán limitadas a los usos previstos por estos epígrafes.

6. Las prohibiciones y limitaciones establecidas en este artículo se extienden a los productos cuya utilización resulte equivalente a la de los aceites minerales comprendidos en la tarifa 1.<sup>a</sup> del impuesto, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 anterior.»

Ocho. Se introduce una letra d) en el apartado 2 el artículo 55 y se modifica la letra e) del apartado 4 del mismo artículo, con la siguiente redacción:

«Artículo 55.2.

d) Los que utilicen gasóleo con aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.16 de la tarifa 1.<sup>a</sup> del impuesto o fuelóleo con aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.17 de la tarifa 1.<sup>a</sup> del impuesto en usos distintos a los regulados por estos epígrafes y no estén incluidos en los apartados anteriores.»

«Artículo 55.4.

e) En los supuestos contemplados en los párrafos a) y d) del apartado 2 anterior, la sanción consistirá en multa pecuniaria fija de 600 euros.»

Nueve. Se suprime el artículo 79.3.a).

Diez. El artículo 84 queda redactado como sigue:

«Artículo 84. *Tipo de gravamen.*

El impuesto se exigirá al tipo de 0,65 euros por gigajulio.»

#### TÍTULO IV

### **Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio**

Artículo 29. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.*

Se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, al que se añade un artículo 112 bis con el siguiente contenido:

«Artículo 112 bis. *Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.*

1. La utilización y aprovechamiento de los bienes de dominio público a que se refiere el párrafo a) del artículo 2 de la presente ley, para la producción de energía eléctrica en barras de central, estarán gravadas con una tasa denominada canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, destinada a la protección y mejora del dominio público hidráulico.

2. El devengo del canon se producirá con el otorgamiento inicial y el mantenimiento anual de la concesión hidroeléctrica y será exigible en la cuantía que corresponda y en los plazos que se señalen en las condiciones de dicha concesión o autorización.

3. Serán contribuyentes del canon los concesionarios o, en su caso, quienes se subroguen en lugar de aquéllos.

4. La base imponible de la exacción se determinará por el Organismo de cuenca y será el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico.

5. El tipo de gravamen anual será del 22 por ciento del valor de la base imponible y la cuota íntegra será la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen.

6. Estarán exentos del pago de este canon los aprovechamientos hidroeléctricos explotados directamente por la Administración competente para la gestión del dominio público hidráulico.

7. El canon se reducirá en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW, y en la forma que reglamentariamente se determine para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.

8. La gestión y recaudación del canon corresponderá al Organismo de cuenca competente o bien a la Administración Tributaria del Estado, en virtud de convenio con aquél.

En caso de celebrarse el convenio con la Agencia Estatal de Administración Tributaria, ésta recibirá del Organismo de cuenca los datos y censos pertinentes que faciliten su gestión, e informará periódicamente a éste en la forma que se determine por vía reglamentaria. A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía y el Operador del Sistema eléctrico estarán obligados a suministrar al Organismo de Cuenca o a la Administración Tributaria cuantos datos, informes sean necesarios de acuerdo con el artículo 94 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre.

El 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, y el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.»

*Disposición adicional primera. Hechos impositivos regulados en esta Ley gravados por las Comunidades Autónomas.*

1. En la medida en que los tributos que establece esta Ley recaigan sobre hechos impositivos gravados por las Comunidades Autónomas y esto produzca una disminución de sus ingresos, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley Orgánica 8/1980, de 22 de septiembre, de Financiación de las Comunidades Autónomas.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior será únicamente de aplicación respecto de aquellos tributos propios de las Comunidades Autónomas establecidos en una Ley aprobada con anterioridad al 28 de septiembre de 2012.

*Disposición adicional segunda. Costes del sistema eléctrico.*

En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley.

b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.

Disposición transitoria primera. *Adaptación de las concesiones hidroeléctricas.*

Lo dispuesto en el artículo 112 bis, que mediante esta Ley se añade en el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, será de aplicación a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica que a la entrada en vigor de la misma sean titulares de una concesión hidroeléctrica. Las condiciones de tales concesiones deberán ser adaptadas a la nueva regulación establecida en dicho artículo 112 bis.

Disposición transitoria segunda. *Pagos fraccionados durante 2013.*

Para el periodo impositivo iniciado el 1 de enero de 2013 y a los solos efectos de determinar si los contribuyentes que realicen el hecho imponible deben realizar pagos fraccionados en los términos que establece el artículo 10, se computará como valor de la producción anual, incluidas todas las instalaciones, el valor que hubiera correspondido a la producción realizada en el año 2012.

Tratándose de contribuyentes que hubieran desarrollado la actividad por un plazo inferior al año natural durante el año 2012, el valor de la producción se elevará al año.

Si el importe total que corresponda percibir al contribuyente no resultara conocido en el momento de la realización de los pagos fraccionados, aquel deberá fijarlo provisionalmente en función de la última liquidación provisional realizada por el operador del sistema y, en su caso, por la Comisión Nacional de Energía.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a la presente Ley.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 2 en el artículo 15, que queda redactado como sigue:

«2. Los costes de las actividades reguladas, incluyendo entre ellos los costes permanentes de funcionamiento del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, serán financiados mediante los ingresos recaudados por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores, así como por las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.»

Dos. Se añade un apartado 7 en el artículo 30, con la siguiente redacción:

«7. La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, no será objeto de régimen económico primado, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen económico primado.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.»

Tres. El párrafo tercero del apartado 9.º Primero.f de la disposición adicional sexta se modifica en los siguientes términos:

«No obstante, cuando se trate de sujetos pasivos sustitutos del contribuyente en los que no concurren las circunstancias a que se refiere el apartado 3.1 del artículo 71 del Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, aprobado por Real Decreto 1624/1992, de 29 de diciembre, el ingreso de las tasas devengadas durante cada uno de los trimestres naturales del año se hará efectivo, respectivamente, antes del día 10 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero o, en su caso, del día hábil inmediatamente posterior.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

La presente ley se dicta al amparo de la competencia exclusiva del Estado en materia de Hacienda General prevista en el artículo 149.1.14.ª de la Constitución Española, salvo lo dispuesto en el título IV que se dicta al amparo del artículo 149.1.22.ª de la Constitución que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma.

Disposición final tercera. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

1. Se habilita al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta Ley.
2. En particular, se autoriza al Gobierno para modificar la forma de pago establecida en el artículo 29 de esta Ley.

Disposición final cuarta. *Habilitaciones a la Ley de Presupuestos Generales del Estado.*

La Ley de Presupuestos Generales del Estado podrá modificar, de conformidad con lo previsto en el artículo 134.7 de la Constitución Española, los tipos impositivos y los pagos fraccionados que se establecen en esta Ley.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente Ley entrará en vigor el 1 de enero de 2013.

Por tanto,  
Mando a todos los españoles, particulares y autoridades, que guarden y hagan guardar esta ley.

Madrid, 27 de diciembre de 2012.

JUAN CARLOS R.

El Presidente del Gobierno,  
MARIANO RAJOY BREY