

**Informe nacional
Gestión del
Envejecimiento
de las centrales nucleares
españolas**

**Topical Peer
Review
2017**

ÍNDICE

Preámbulo	4
01. Información general	4
01.1 Identificación de instalaciones nucleares.....	4
01.2 Proceso para desarrollar el informe de evaluación nacional	6
02. Requisitos e implementación del Plan de Gestión de Vida.....	10
02.1 Marco regulador nacional	10
02.2 Normativa internacional.....	11
02.3 Descripción Plan de Gestión de Vida.....	13
02.3.1 Alcance del Plan de Gestión de Vida	13
02.3.2 Evaluación del envejecimiento.....	21
02.3.3 Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección.....	34
02.3.4 Acciones preventivas y correctoras.....	37
02.4 Revisión y actualización del Plan de Gestión de Vida	38
02.5 Experiencia de los titulares de la aplicación del Plan de Gestión de Vida	41
02.6 Proceso de supervisión por el regulador	46
02.7 Evaluación del regulador del Plan de Gestión de Vida y conclusiones	47
03. Cables eléctricos	58
03.1 Descripción de los programas de gestión de envejecimiento de cables eléctricos.....	58
03.1.1 Alcance de los programas de gestión de envejecimiento de cables eléctricos	58
03.1.2 Evaluación del envejecimiento de los cables eléctricos.....	64
03.1.3 Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección para cables eléctricos	72
03.1.4 Acciones preventivas y correctoras para los cables eléctricos	78
03.2 Experiencia de los titulares en la aplicación de los programas de gestión del envejecimiento de los cables eléctricos.....	80
03.3 Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de los cables eléctricos.	81
04. Tuberías enterradas o de acceso restringido	88
04.1 Descripción del Programa de Gestión del Envejecimiento de tubería enterrada o de acceso restringido.....	88
04.1.1 Alcance de la gestión del envejecimiento para tubería enterrada o de acceso restringido.....	88
04.1.2 Evaluación del envejecimiento de tubería enterrada o de acceso restringido	90

04.1.3	Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección para tubería enterrada o de acceso restringido.....	96
04.1.4	Acciones preventivas y correctoras para tubería enterrada o de acceso restringido	103
04.2	Experiencia de la aplicación de los PGE relacionados con tubería enterrada o de acceso restringido.....	107
04.3	Evaluación del regulador y conclusiones de la gestión del envejecimiento de las tuberías enterradas o inaccesibles	110
05.	Vasija del reactor	112
05.1	Descripción de los programas de gestión de envejecimiento de la vasija del reactor	112
05.1.1	Alcance de la gestión del envejecimiento de la vasija del reactor.....	112
05.1.2	Evaluación del envejecimiento de las vasijas del reactor	116
05.1.3	Monitorización, pruebas y actividades de inspección de la vasija del reactor	122
05.1.4	Acciones preventivas y correctoras en la vasija del reactor	131
05.2	Experiencia de los titulares en la aplicación de los PGE en la vasija	132
05.3	Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de la vasija	135
06.	Calandria / tubos de presión (CANDU).....	142
07.	Estructuras de contención de hormigón	143
07.1	Descripción del Programa de Gestión del Envejecimiento de estructuras de la contención hormigón	143
07.1.1	Alcance de la gestión del envejecimiento para estructuras de hormigón... ..	143
07.1.2	Evaluación del envejecimiento de las estructuras de hormigón.	147
07.1.3	Actividades de monitorización, pruebas, muestreo e inspección de estructuras de hormigón.	150
07.1.4	Acciones preventivas y correctoras para estructuras de hormigón.	156
07.2	Experiencia de la aplicación de los PGEs relacionada con las estructuras de hormigón.	160
07.3	Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de las contenciones de hormigón.....	166
08.	Vasijas de presión de hormigón pretensado.....	169
09.	Conclusiones generales	170
	Referencias	177
	Lista de acrónimos.....	181

Preámbulo

La Directiva 2014/87/EURATOM, reconoce la importancia de las revisiones por homólogos como herramienta para la mejora continua de la seguridad nuclear. Por ello en su artículo ocho establece que:

Los Estados miembros velarán por que, de forma coordinada:

a. se realice una evaluación nacional, basada en un tema específico relacionado con la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares correspondientes en su territorio;

b. se invite a todos los demás Estados miembros y a la Comisión en calidad de observadora a una revisión por homólogos de la evaluación nacional mencionada en la letra a);

c. se adopten medidas de seguimiento adecuadas de los respectivos resultados del proceso de revisión por homólogos;

d. se publiquen informes sobre dicho proceso y su resultado principal, cuando los resultados estén disponibles.

Los Estados miembros velarán por que existan disposiciones que permitan que la primera revisión temática por homólogos se inicie en 2017, y que las posteriores revisiones temáticas ínter pares tengan lugar al menos cada seis años.

La temática elegida para esta primera revisión ha sido la gestión del envejecimiento de las centrales nucleares.

En cumplimiento de este mandato, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) ha preparado el Informe Nacional de Evaluación que recoge el análisis del programa de gestión del envejecimiento global aplicable por las centrales nucleares españolas en base a la regulación existente en España, así como su aplicación específica para los sistemas, estructuras y componentes seleccionados en la especificación.

01. Información general

01.1 Identificación de instalaciones nucleares

Tal y como se resume a continuación, el parque español de centrales nucleares en operación incluye actualmente cinco emplazamientos y un total de siete unidades:

- Central nuclear de Trillo (PWR-KWU).
- Central nuclear Vandellós II (PWR-Westinghouse).
- Central nuclear de Cofrentes (BWR-General Electric).
- Central nuclear de Ascó (dos unidades PWR-Westinghouse).
- Central nuclear de Almaraz (dos unidades PWR-Westinghouse).

En este apartado se incluye una descripción general de cada una de estas instalaciones.

Central nuclear de Trillo (PWR-KWU).

La central nuclear de Trillo es propiedad de las compañías Iberdrola Generación S.A., Gas Natural SDG S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. y Nuclenor S.A.

En el emplazamiento funciona un único reactor de producción de energía eléctrica del tipo Pressurized Water Reactor (PWR) de tres lazos y cuya potencia térmica nominal es 3027,0 Mwt. El diseño y suministro fue efectuado por la empresa alemana Kraftwerk Union Aktiengesellschaft (KWU). En la actualidad el “suministrador principal” es la empresa francesa AREVA.

La primera criticidad del reactor fue alcanzada el 14 de mayo del año 1988 y comenzó su operación comercial el 6 de agosto de 1988.

Central nuclear Vandellós II (PWR-Westinghouse).

La central nuclear Vandellós II es propiedad de las compañías eléctricas Endesa Generación S.A. (72%) e Iberdrola Generación S.A.U. (28%).

En el emplazamiento funciona un único reactor de producción de energía eléctrica del tipo Pressurized Water Reactor (PWR) de tres lazos, diseño Westinghouse, de potencia térmica nominal 2940,6 Mwt.

La primera criticidad se llevó a cabo el 13 de noviembre de 1987 y la declaración de operación comercial el 8 de marzo de 1988.

Central nuclear de Cofrentes (BWR-General Electric).

La central nuclear de Cofrentes es propiedad al 100% de la compañía eléctrica Iberdrola Generación S.A.U.

En el emplazamiento funciona un único reactor de producción de energía eléctrica del tipo BWR-6 proyectado y suministrado por General Electric (GE), cuya potencia térmica actualmente licenciada es de 3237 Mwt.

La primera criticidad del reactor se produjo en agosto de 1984 y comenzó su operación comercial en el mes de marzo de 1985.

Central nuclear de Ascó (dos unidades PWR-Westinghouse).

La unidad I de la central nuclear de Ascó es propiedad de la compañía eléctrica Endesa Generación S.A. (100%). Por su parte, la unidad II es propiedad de las compañías eléctricas Endesa Generación S.A. (85%) e Iberdrola Generación S.A. (15%).

En el emplazamiento funcionan dos reactores de producción de energía eléctrica del tipo Pressurized Water Reactor (PWR) de tres lazos, diseño Westinghouse, de potencia térmica nominal 2940,6 Mwt cada uno.

La unidad I alcanzó su primera criticidad el 17 de junio de 1983, y la operación comercial el 10 de diciembre de 1984. La unidad II alcanzó su criticidad inicial el 11 de septiembre de 1985, y la operación comercial el 31 de marzo de 1986.

Central nuclear de Almaraz (dos unidades PWR-Westinghouse).

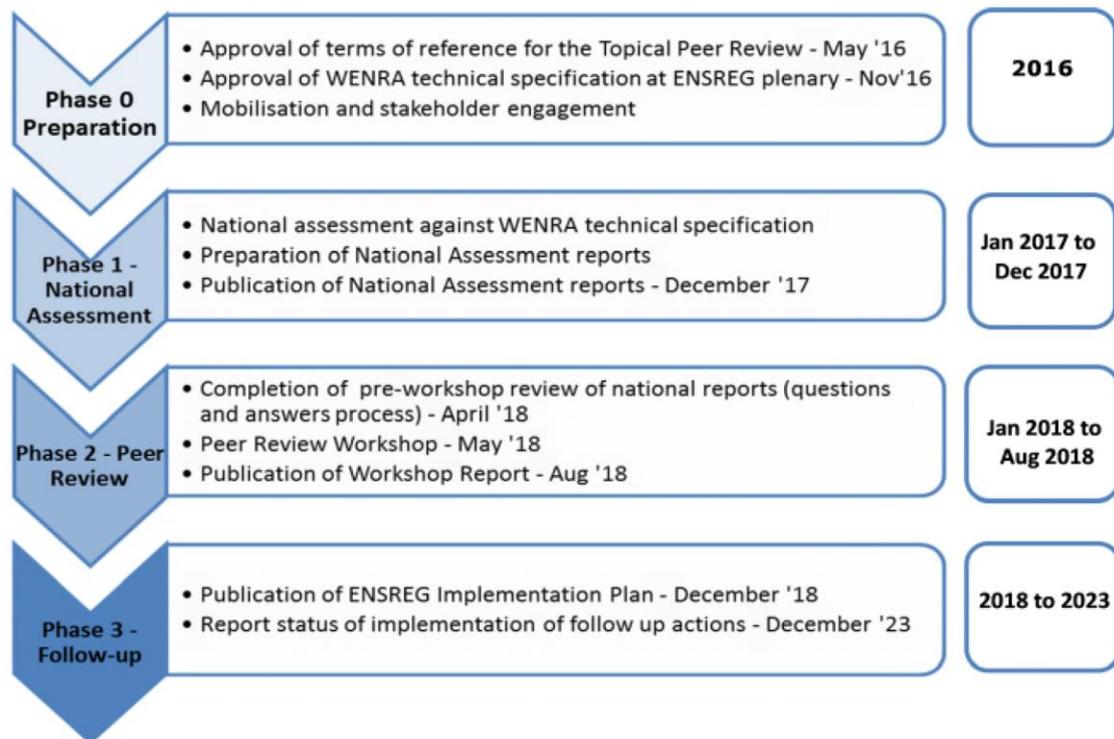
La central nuclear de Almaraz es propiedad de las compañías Iberdrola Generación S.A., Endesa Generación S.A. y Gas Natural SDG S.A.

En el emplazamiento funcionan dos reactores de producción de energía eléctrica del tipo Pressurized Water Reactor (PWR) de tres lazos, diseño Westinghouse, de potencia térmica nominal 2956,6 (unidad I) y 2955,8 MWt (unidad II).

La unidad I alcanzó su primera criticidad el 5 de abril de 1981, y la operación comercial el 1 de septiembre de 1983. La unidad II alcanzó su criticidad inicial el 19 de septiembre de 1983 y la operación comercial el 1 de julio de 1984.

01.2 Proceso para desarrollar el informe de evaluación nacional

En julio de 2015 el Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG) identificó, a propuesta de la Asociación de Reguladores del Oeste de Europa (WENRA), la gestión del envejecimiento de las centrales nucleares como tema para la primera revisión temática por homólogos, que se implementará en las cuatro fases recogidas en la figura siguiente.



De acuerdo a su participación como miembro del WENRA en la citada revisión temática por homólogos, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) ha establecido un proceso para la ejecución de la Fase 1 (National Assessment Report).

Previo al inicio del desarrollo del informe de las centrales, el CSN convocó una reunión sectorial para explicar los antecedentes del proyecto WENRA en cuestión. Asimismo, se explicó el contenido final de la especificación técnica "Topical Peer Review 2017 Ageing Management Technical Specification for the National Assessment Reports" [1].

WENRA identificó las siguientes estructuras y componentes para los cuales se pide, de forma concreta y detallada, la descripción del proceso y resultados desarrollados para demostrar la gestión efectiva de los efectos del envejecimiento:

- Electrical cables (Capítulo 03)
- Concealed pipework (Capítulo 04)
- Reactor pressure vessels (Capítulo 05)
- Calandria/pressure tubes (CANDU) (Capítulo 06)
- Concrete containment structures (Capítulo 07)
- Pre-stressed concrete pressure vessels (AGR) (Capítulo 08)

En el Anexo 1 de la especificación técnica [1], se detalla el contenido que debe incluir el informe nacional a remitir al WENRA para las evaluaciones a llevar a cabo a partir de 2018. En concreto:

- Descripción de los programas de gestión del envejecimiento
- Alcance de la gestión de envejecimiento de las ESC aplicables
- Gestión del envejecimiento de las ESC aplicables
- Monitorización, pruebas, ensayos e inspecciones a las ESC aplicables
- Medidas preventivas y correctoras
- Experiencia operativa de la aplicación de las actividades
- Evaluación del regulador y conclusiones sobre la gestión del envejecimiento

Conforme a la aplicabilidad de los capítulos anteriores a cada central, el CSN estableció unos plazos (enero-junio de 2017), en los cuales cada una de las centrales nucleares españolas debería disponer de los borradores para comentarios, en respuesta a la especificación técnica [1].

Para poder llevar a cabo un plan estructurado y cumplir con los plazos manejados por el CSN, se creó un grupo de trabajo liderado por UNESA y un representante de licenciamiento, que representara a todas las centrales, constituido, además, por representantes técnicos de cada emplazamiento.

En el caso de las centrales nucleares españolas, al no disponer el parque nuclear español de centrales tipo CANDU ni AGR, el informe contiene la información solicitada sobre el Capítulo 02, Overall ageing management programme requirements and implementation, así como de los capítulos siguientes:

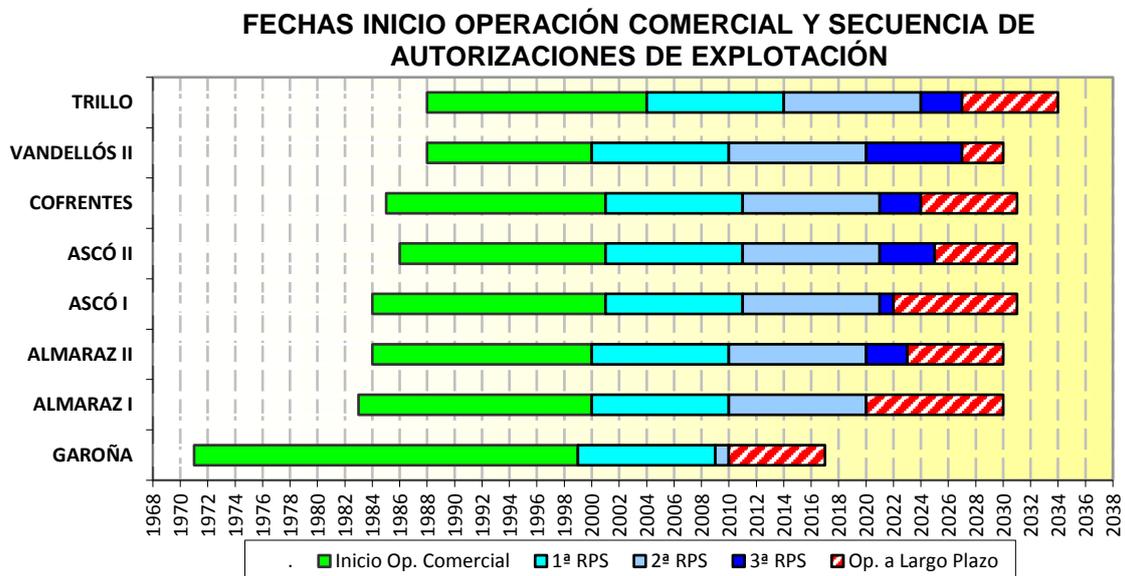
- Electrical cables (Capítulo 03)
- Concealed pipework (Capítulo 04)
- Reactor pressure vessels (Capítulo 05)
- Concrete containment structures (Capítulo 07)

Este proceso comienza con la petición, por parte del CSN a las centrales nucleares españolas, de la realización de un informe de cada una de ellas en respuesta a la citada especificación [1]. Esta petición se ha materializado a través del envío de cartas a cada titular con las siguientes referencias:

- CSN/C/DSN/VA2/16/59 [2]
- CSN/C/DSN/TRI/16/43 [3]
- CSN/C/DSN/COF/16/45 [4]
- CSN/C/DSN/AS0/16/76 [5]
- CSN/C/DSN/AL0/16/71 [6]
- CSN/C/DSN/SMG/16/22 [7]

De esta manera, el titular de cada una de las centrales nucleares ha realizado un análisis detallado de sus Planes de Gestión de Vida (PGV) y los Programas de Gestión de Envejecimiento (PGE) para los sistemas, estructuras y componentes seleccionados y posterior envió al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de un informe sobre el mismo, de acuerdo con los requisitos establecidos en la especificación de WENRA [1]. Un caso especial ha sido el de la central nuclear de Santa María de Garoña a la cual se le solicitó la realización de su informe mediante la carta [7] por no encontrarse en ese momento en situación de cese definitivo. Sin embargo, el 1 de agosto de 2017 la renovación de su autorización de explotación ha sido denegada mediante la orden ETU/754/2017. Por tanto, de acuerdo con la especificación de WENRA [1], al estar la CN Santa María de Garoña en situación de cese definitivo a fecha 31 de diciembre de 2017, el presente informe nacional no incluye dicha central.

En la figura siguiente se muestra la cronología de inicios de operación comercial y posteriores renovaciones de autorización y fechas de inicio de periodo de operación a largo plazo para las centrales nucleares españolas dentro del alcance del presente informe nacional, así como el caso especial de la CN Santa María de Garoña antes mencionado.



Durante este proceso, el CSN ha mantenido diversas reuniones con los titulares de las centrales nucleares españolas, para orientar el proceso y desarrollo de sus informes, cuyas conclusiones y compromisos se reflejaron en las actas de las tres reuniones mantenidas:

- CSN/ART/IMES/GENER/1702/02, “1ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)” [8]
- CSN/ART/IMES/GENER/1703/03, “2ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)” [9]
- CSN/ART/GEMA/GENER/1705/08, “3ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)” [10]

Conforme al calendario aprobado por ENSREG, el CSN consideró que estos informes les fuesen remitidos antes del 30 junio de 2017, los cuales han sido recibidos mediante las cartas:

- CNV-L-CSN-6542 [11] (informe referencia de CN Ascó y CN Vandellós II: DST-2017-127 [12])
- Z-04-02/ATT-CSN-010976 [13] (informe referencia de CN Trillo: IT-17/015 [14])
- 1799983302387 [15] (informe referencia de CN Cofrentes: DISES-2017-05 [16])
- Z-04-02/ATA-CSN-012682 [17] (informe referencia de CN Almaraz: IT-17/014 [18])
- NN/CSN/104/2017 [19] (informe referencia de CN Santa María de Garoña: LP-00-524 [20])

A partir de los informes remitidos por los titulares del resto de centrales nucleares, el CSN ha elaborado el Informe Nacional de Evaluación que será objeto de revisión por homólogos entre los países Europeos.

02. Requisitos e implementación del Plan de Gestión de Vida

02.1 Marco regulador nacional

El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) como organismo regulador, establece los requisitos de gestión del envejecimiento en:

- La Instrucción IS-22 del CSN sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares [21].
- La Guía de Seguridad 1.10 sobre las revisiones periódicas de la seguridad de las centrales nucleares [22].

Asimismo, la IS-26 sobre requisitos básicos de seguridad nuclear aplicables a las instalaciones nucleares, en su artículo 7.19 establece que la instalación deberá disponer de un Plan de Gestión de Vida que identifique los mecanismos de degradación y envejecimiento de las estructuras, sistemas y componentes importantes para la seguridad especificando sus posibles consecuencias, además de determinar su previsión de vida útil y las actividades necesarias para mantener su operabilidad y fiabilidad.

La IS-22 [21] es la norma desarrollada por el organismo regulador español, con rango de ley, en la que se regulan los criterios de seguridad para la gestión del envejecimiento, incluida la gestión en el caso de la explotación a largo plazo, siendo esta instrucción de aplicación a todas las centrales nucleares españolas que contengan uno o más reactores nucleares de potencia de los tipos BWR y PWR.

Los requisitos establecidos por la IS-22 [21] son aplicables en todas las condiciones de operación de una central nuclear, que cubren desde el arranque inicial hasta el cese definitivo de la explotación, y por ello se definen requisitos comunes y específicos para cada una de las dos fases de la vida útil de una central:

- Periodo de vida de diseño de la instalación (40 años para las centrales nucleares españolas): Corresponde al tiempo de operación de la central estimado o calculado en el diseño, durante el cual se espera que cumpla con su función en los términos establecidos por las bases de licencia.
- Periodo de operación a largo plazo: Corresponde al tiempo de operación de la central más allá del periodo de vida de diseño.

Dentro del periodo de vida de diseño, el CSN requiere a las centrales nucleares el desarrollo e implantación de un Plan de Gestión de Vida (PGV), definido como el programa de acciones de gestión del envejecimiento que tiene como objetivo alcanzar la vida de diseño original de la instalación sin deterioro de la seguridad y manteniendo el cumplimiento de las bases de licencia vigentes.

Ante el periodo de operación a largo plazo, la IS-22 [21] requiere a las centrales nucleares:

- El desarrollo del denominado Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), que resume la justificación técnica de la gestión del envejecimiento frente al periodo de operación a largo plazo.
- El desarrollo e implantación de un Plan de Gestión de Vida a Largo Plazo (PGV-LP) que, soportado en las conclusiones de PIEGE, corresponde al programa de acciones de gestión del envejecimiento durante el periodo de operación a largo plazo.

Asimismo las centrales nucleares españolas, como consecuencia de lo establecido en la IS 26, y en los requisitos de su autorización de explotación, están sujetas cada diez años a una Revisión Periódica de Seguridad (RPS), cuyo alcance, contenido, documentación y plazos de presentación quedan establecidos en la Guía de Seguridad del CSN GS-1.10 [22]. Esta guía requiere la presentación de un análisis de envejecimiento presentes o previsibles, utilizando la información disponible en los Planes de Gestión de Vida desarrollados en el periodo decenal de la RPS.

En los casos de una RPS previa a la operación a largo plazo, la guía establece que el titular deberá incluir, junto con la documentación propia de la RPS, los siguientes documentos:

- Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE) que debe contener los Estudios de Gestión del Envejecimiento y los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo.
- Propuesta de suplemento del Estudio de Seguridad que debe incluir los estudios y análisis que justifican la operación a largo plazo de la central.
- Propuesta de revisión de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento, que debe incluir los cambios necesarios para mantener las condiciones seguras de operación durante la operación a largo plazo de la central.
- Estudio del impacto radiológico asociado a la operación a largo plazo de la central.
- Propuesta de revisión del Plan de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado, correspondiente a la operación a largo plazo de la central.

Adicionalmente a lo anteriormente expuesto, se debe indicar que toda la normativa española desarrollada sobre la gestión del envejecimiento y operación a largo plazo tiene en cuenta los niveles de referencia de WENRA.

02.2 Normativa internacional

La metodología empleada para el desarrollo del Plan de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas está basada fundamentalmente en la metodología americana descrita en el 10 CFR 54 [23], así como en otras referencias que recogen la experiencia operativa de la industria nuclear, según se muestra a continuación:

Referencias del Organismo Regulador de EE.UU.

- **10 CFR Part 54**, Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants, [23]

- **Regulatory Guide 1.188**, Standard Format and Content for Applications to Renew Nuclear Power Plant Operating Licenses,
- **NUREG–1800**, Standard Review Plant for Review of License Renewal Applications For Nuclear Power Plants, [24]
- **NUREG–1801**, Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report [25].

Referencias de la Industria

- **NEI 95-10**, Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 – The License Renewal Rule, [26]
- **EPRI-1010639**, Non-Class 1 Mechanical Implementation Guideline and Mechanical Tools, [27]
- **EPRI-1013475**, License Renewal Electric Handbook, [28]
- **EPRI-1015078**, Aging Effects for Structures and Structural Components (Structural Tools) [29].

Además de las referencias indicadas por la IS-22 [21], dentro del Plan de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas se tiene en cuenta otras referencias internacionales, no requeridas por la IS-22 [21], relacionadas con la gestión del envejecimiento de las centrales nucleares, como las siguientes guías o documentos desarrollados por la IAEA:

- **IAEA Safety Reports Series Nº 82**, Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL), 2015.
- **IAEA Safety Guide NS-G-2.12**, Ageing Management for Nuclear Power Plants Safety Guide. Febrero 2009.
- **IAEA Safety Report Series Nº 57**, Safe Long Term Operation of Nuclear Power Plants. Noviembre 2008.
- **IAEA Services Series Nº 17**, SALTO Guidelines. Guidelines for peer review of long term operation and ageing management of nuclear power plants. Diciembre 2008.
- **IAEA-EBP-SALTO**, Safety aspects of long term operation of water moderated reactors. Recommendations on the scope and content of programmes for safe long term operation. Julio 2007.
- **Technical Reports Series Nº 448**, Plant Life Management for Long Term Operation of Light Water Reactors. Febrero 2007.
- **Safety Series No. 50-P-3**, Data Collection and Record Keeping for the Management of Nuclear Power Plant Ageing. Diciembre 1991.
- **Technical Reports Series No. 338**, Methodology for Ageing Management of Nuclear Power Plant Component Important to Safety. Julio 1992.
- **Safety Report Series No. 15**, Implementation and Review of Nuclear Power Plant Ageing Management Programme. Abril 1999.

Teniendo en cuenta todo lo indicado anteriormente, se puede afirmar que la metodología, y las actividades realizadas, empleadas para el desarrollo del Plan de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas, cumple los niveles de referencia de WENRA correspondientes a Gestión de Envejecimiento citados en la especificación,

como los siguientes: WENRA I1.1; WENRA I2.1; WENRA I2.2; WENRA I2.3; WENRA I2.4; WENRA I2.5; WENRA I3.2.

02.3 Descripción Plan de Gestión de Vida

02.3.1 Alcance del Plan de Gestión de Vida

En cuanto a la asignación de responsabilidades en las organizaciones de los titulares, para asegurar que los planes de gestión de vida son desarrollados e implementados de manera correcta según los requisitos establecidos, hay que resaltar que las actividades de gestión de vida por su propia naturaleza son de carácter multidisciplinar requiriendo la participación de diferentes organizaciones de las centrales, así como de organizaciones externas, según sean las tareas sobre las que se está trabajando. Por ello, las centrales nucleares españolas han establecido organizaciones específicas para sus planes de gestión de vida, que tienen como principales funciones:

- La dirección y soporte al Plan de Gestión de Vida a través de la estructura organizativa de los propietarios de las centrales.
- El establecimiento de funciones y asignación de responsabilidades para llevar a cabo el cumplimiento con los objetivos de gestión de vida.
- La definición de los canales de comunicación necesarios para coordinar las actividades relacionadas con la gestión de vida.

Para el cumplimiento de estas funciones, las organizaciones responsables de los planes de gestión de vida en las centrales nucleares españolas se estructuran en los siguientes elementos básicos, comunes a las organizaciones de todas las centrales nucleares:

- Coordinador de Gestión de Vida: que establece la coordinación general de las actividades de gestión de vida en cada una de las centrales, facilitando las sinergias que dan lugar a un desarrollo más eficiente de cada uno de los programas. Asimismo, es responsable de las relaciones con organizaciones externas en temas de gestión de vida.
- Comité de Gestión de Vida: se trata de un organismo colegiado, cuya representación ostenta el Coordinador de Gestión de Vida, y que tiene como principales funciones:
 - Definir las líneas maestras de actuación para el desarrollo del Plan de Gestión de Vida en la central.
 - Establecer, a propuesta del Coordinador de Gestión de Vida, para cada actividad, las organizaciones soporte requeridas para su desarrollo.
 - Aprobar los resultados de las actividades de gestión de vida.
 - Analizar las interacciones de las actividades de gestión de vida con otras actividades de la central al objeto de aprovechar posibles sinergias entre éstas y optimizar el desarrollo del Plan de Gestión de Vida.

El Comité de Gestión de Vida, formado por representantes de todas las secciones implicadas en el desarrollo de las actividades, es el elemento clave en la organización de gestión de vida, y a través de él se articulan todas las actividades y validan sus resultados.

La organización concreta del Comité de Gestión de Vida depende de la estructura organizativa de cada central, pero es común a todas las centrales que en este comité se integren representantes de las siguientes secciones de la planta:

- Mantenimiento mecánico
- Mantenimiento eléctrico
- Mantenimiento de instrumentación y control
- Química y radioquímica
- Operación
- Inspección en servicio y pruebas
- Ingeniería de planta y del reactor
- Ingeniería y proyectos especiales, diseños especiales ó proyectos, programas y materiales.
- Seguridad y Licencia

Este comité se reúne periódicamente quedando reflejadas en las correspondientes actas de reunión las decisiones tomadas.

Adicionalmente a esta organización común a todas las centrales nucleares españolas, en algunas de ellas se dispone de:

- Responsable gestión de vida en planta: tiene como principales funciones coordinar la ejecución, y dar apoyo al coordinador de Gestión de Vida, en todas las actividades asignadas a planta.
- Organizaciones soporte externas: Asimismo, es habitual que las centrales nucleares españolas contraten organizaciones soporte externas para que, apoyados por su experiencia específica en la central, desarrollen actividades del Plan de Gestión de Vida según sus especialidades.

La IS-22 [21] establece los criterios para la identificación de las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) dentro del alcance del Plan de Gestión de Vida, cuyo texto se extrae a continuación:

“El alcance del programa de gestión del envejecimiento, especificado en el punto cuarto de esta Instrucción, debe incluir las siguientes ESC relacionadas con la seguridad y relevantes para la seguridad:

3.1. Los elementos relacionados con la seguridad (SR) que deben seguir funcionando, durante y después de cualquier suceso base de diseño que pudiera producirse, para garantizar las siguientes funciones:

- *La integridad de la barrera de presión del refrigerante del reactor,*
- *La capacidad de parar el reactor y mantenerlo en una condición de parada segura; o*

- *La capacidad de prevenir o mitigar las consecuencias de los accidentes, de modo que las exposiciones radiactivas fuera del emplazamiento se mantengan por debajo de los límites establecidos.*

3.2 Los elementos relevantes para la seguridad (NSR) cuyo fallo podría impedir el cumplimiento satisfactorio de cualquiera de las funciones identificadas en el apartado 3.1 anterior.

3.3 Los elementos importantes para la seguridad, con los que se cuenta en los análisis de seguridad de la instalación y que están relacionadas con los requisitos de protección contra-incendios (FP) calificación medioambiental (EQ) choque térmico a presión (PTS), transitorios sin parada automática del reactor (ATWS) y pérdida total de alimentación eléctrica (SBO).”

A continuación se explica el proceso seguido por las centrales nucleares españolas para determinar el alcance de los componentes de los sistemas mecánicos, eléctricos y estructuras que deben estar gestionados por el Plan de Gestión de Vida y así cumplir con la normativa vigente.

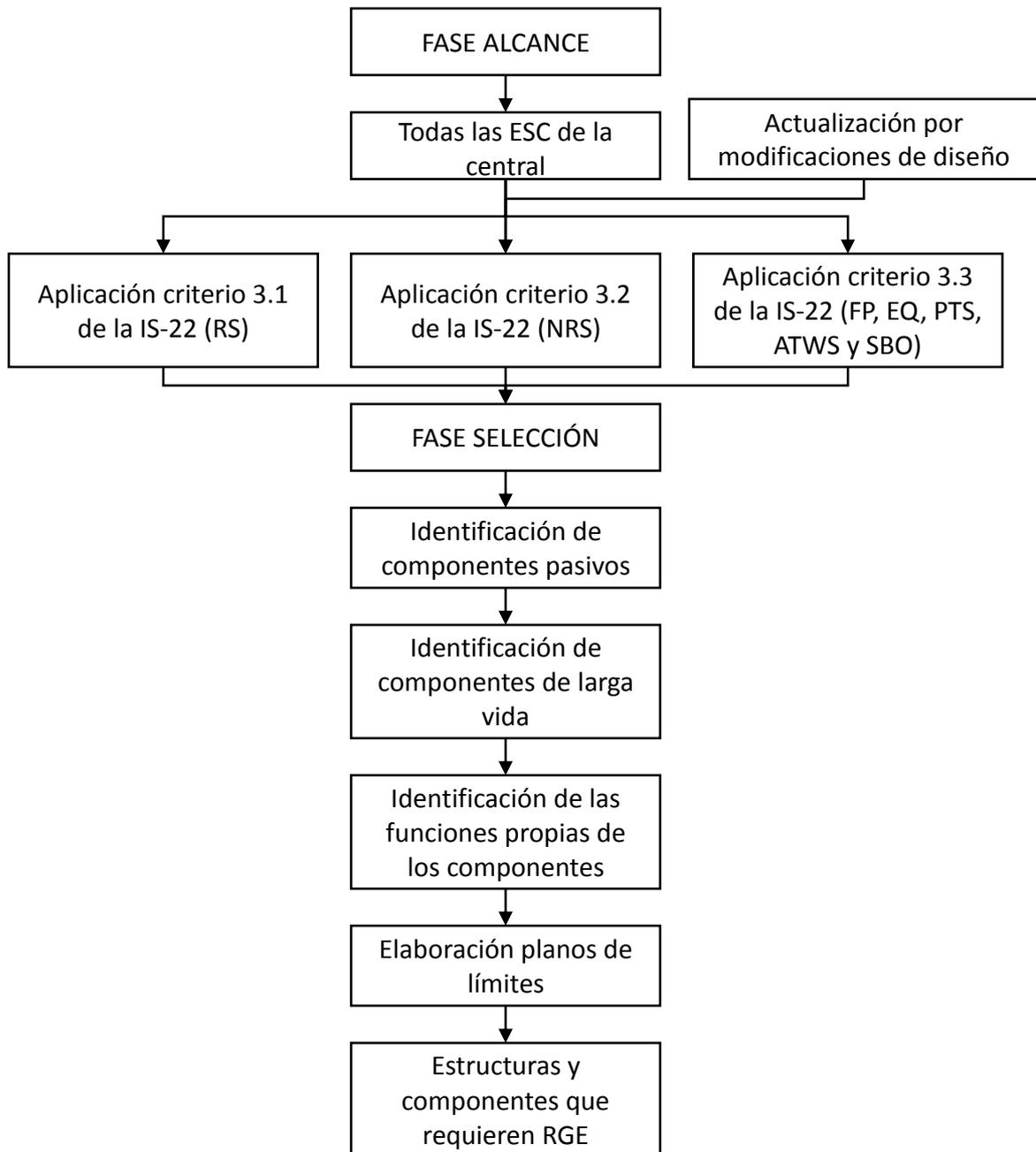


Figura 02.1. Proceso de Alcance y Selección de la gestión del envejecimiento

Componentes de sistemas mecánicos:

El primer paso es la identificación de ESC y sus funciones propias: Partiendo de todos los ESC de la central, se determinan aquellos sistemas que cumplen alguno de los criterios que establece la IS-22 [21] en su artículo tercero, es decir, sistemas RS (artículo 3.1 de la IS-22), sistemas NRS (artículo 3.2 de la IS-22), sistemas con requisitos EQ, FP, ATWS, SBO y PTS (artículo 3.3 de la IS-22). Como resultado, se obtienen las funciones propias de los sistemas.

Posteriormente, con la ayuda de planos, se pueden identificar los componentes individuales necesarios para que los sistemas cumplan la función por la que han sido identificados en el alcance.

Componentes de sistemas eléctricos:

Los componentes eléctricos tienen la particularidad de que la mayor parte de ellos se consideran “activos” de acuerdo con el Apéndice B del NEI 95-10 [26] y la Tabla 2.1-5 del NUREG-1800 [24].

La guía EPRI-1013475 [28] proporciona una descripción de todos aquellos componentes-tipo eléctricos que son clasificados como pasivos y que pueden encontrarse fácilmente dentro de cualquier central nuclear.

Se listan a continuación los componentes-tipo eléctricos que potencialmente requieren revisión de la gestión del envejecimiento (RGE) identificados en las centrales nucleares españolas:

- Cables con aislamiento y sus conexiones.
- Penetraciones eléctricas y de instrumentación y control.
- Barras de fase, tanto aisladas como agrupadas.
- Líneas de transporte.
- Aisladores de alta tensión.
- Red de tierra.

Un caso particular es el tratamiento que se da a los cables con aislamiento y sus conexiones, que es el componente-tipo más relevante de los citados por su número y ubicuidad, debido a que se encuentra presente en prácticamente todas las zonas de la central, con una gran variedad de posiciones, ambientes, materiales y aplicaciones. La diversidad de materiales y ambientes es la razón que motiva, una vez seleccionados los cables y conexiones en el alcance del Plan de Gestión de Vida, el empleo de un “análisis por áreas” global en la central, cuya metodología se describe en detalle en el apartado 03.1.1 del presente informe.

Componentes estructurales:

El primer paso consiste en la elaboración de los planos de límites de evaluación de las estructuras. Sobre los planos de planta del edificio o estructura, se elaboran los planos de límites correspondientes a las funciones propias identificadas. Los planos de límites definen tanto los límites de la estructura principal, necesaria para mantener su integridad global, como las zonas de la misma requeridas para desarrollar dichas funciones.

En concreto, se delimitan aquellos cubículos en los que se haya determinado que existen sistemas y componentes necesarios para cumplir sus funciones propias, es decir, cumplir con los criterios de inclusión de alcance (RS, NRS, FP, EQ, PTS, ATWS y SBO).

El segundo paso consiste en la identificación de componentes estructurales dentro de los límites de evaluación. Esta identificación de componentes se realiza utilizando los planos estructurales e incluye un recorrido de inspección, para confirmar y completar la información recogida en los planos.

Además, durante el recorrido de inspección se identifican aquellos componentes que, sin estar en principio dentro de los límites de evaluación:

- tienen una función de protección de componentes relacionados con la seguridad (inundaciones, sismo, misiles, incendio, etc.) o
- tienen una relación espacial (proximidad) con componentes relacionados con la seguridad, de manera que su fallo puede implicar el incumplimiento de una función de seguridad. Esta identificación es especialmente importante, ya que no puede llevarse a cabo, en general, mediante la consulta de planos.

En el caso de que se identifiquen componentes que cumplan alguna de estas dos condiciones, éstos pasan automáticamente a estar dentro de los límites de evaluación.

Adicionalmente a lo anterior, la realización de recorridos también resulta de utilidad para la detección o comprobación de materiales y ambientes correspondientes a los componentes estructurales identificados.

A modo de ejemplo práctico de este proceso de identificación, en las zonas marcadas como dentro del alcance en los planos de límites es posible que existan componentes de una determinada clase que no se encuentren dentro de los límites de evaluación. Es el caso, por ejemplo, de una sala que está dentro de los límites exclusivamente a causa de ser atravesada por bandejas de cables relacionadas con la seguridad, pero que incluye bancadas de equipos que no están dentro del alcance del Plan de Gestión de Vida. En este caso, se considera como componente estructural sólo las bandejas de cables y sus soportes.

El nivel de definición de un componente estructural está ligado a cómo se realiza la RGE: pueden ser estructuras independientes (como por ejemplo la losa antimisiles) o pueden ser componentes-tipo que incluyen componentes estructurales discretos pero comunes a varios de ellos (como por ejemplo losas, muros, pilares, puertas, etc.). Para realizar esta identificación de componentes se consideran las clasificaciones ya tenidas en cuenta en la Regla de Mantenimiento de estructuras y otros documentos de planta como por ejemplo el Análisis de Riesgos de Incendios o el Manual de Protección Contra Inundaciones. También se toman como referencia la clasificación de tipos de componentes establecida en el apéndice B de NEI 95-10 [26] y las tablas relacionadas con la RGE de estructuras en el NUREG-1801 [25].

Una vez realizada la etapa de definición del alcance de sistemas mecánicos, eléctricos y estructurales, se procede a realizar la tarea de selección, que consiste en seleccionar aquellos componentes que cumplen los siguientes criterios:

- Son pasivos, es decir, no tienen piezas móviles o que cambien su configuración o propiedades, según la tabla 2.1-5 del NUREG-1800, puesto que la aplicación de la Regla de Mantenimiento (regulada en la Instrucción IS-15 del CSN) a los componentes activos garantiza que las funciones críticas, en aquellos componentes definidos en su alcance, se encuentren dentro de los niveles de aceptación.

- De larga vida, es decir, no están incluidos en ningún programa de sustitución periódica basado en el mantenimiento de la vida cualificada o cualquier otro programa de sustitución. Para ello se revisa la documentación de mantenimiento e ingeniería, principalmente gamas de mantenimiento y se consulta al personal de planta en caso de ser necesario, para identificar los componentes dentro de los límites del alcance del Plan de Gestión de Vida sujetos a sustitución periódica.

Una vez obtenidas las estructuras y sistemas que están dentro del alcance de la IS-22 [21] y seleccionados sus componentes pasivos y de larga vida, se identifican dentro de ellos los necesarios para desarrollar las funciones propias de la estructura o sistema y se identifican a su vez las funciones propias de dichos componentes. Ejemplos de funciones propias típicas de componentes y que son comunes a todas las centrales nucleares españolas son:

- Aislamiento eléctrico,
- Aislamiento térmico,
- Barrera contra el fuego,
- Barrera contra misiles,
- Barrera contra la radiación,
- Conexión eléctrica,
- Envoltura a presión,
- Estanqueidad
- Filtración,
- Integridad estructural,
- Intercambio de calor,
- Restricción de flujo,
- Soporte antilátigo,
- Soporte estructural a componentes, equipos o estructuras.

Como resultado, se obtienen los planos de límites, en los que se identifican todas aquellas estructuras y componentes que requieren revisión de la gestión del envejecimiento y que se encuentran dentro del alcance del Plan de Gestión de Vida.

Tras el proceso de selección de las estructuras y componentes dentro del alcance del PGV, se realiza sobre las mismas el proceso de RGE que comprende básicamente las actividades siguientes:

- Identificación de efectos y mecanismos de envejecimiento significativos.
- Evaluación de la validez de las prácticas de mantenimiento de la central para la gestión, mitigación y control de dichos mecanismos de envejecimiento significativos y definición en su caso de las mejoras necesarias en las mismas,
- Inclusión de dichas prácticas de mantenimiento en PGE adecuados para la gestión de los mecanismos de envejecimiento significativos.

El número de componentes individuales que por los diversos criterios deben pertenecer al alcance del PGV es del orden de millares. No obstante el tratamiento de estos

elementos dentro de las actividades asociadas a la RGE, principalmente la identificación y evaluación de los potenciales efectos y mecanismos de envejecimiento, se realiza con respecto a aspectos tales como funcionalidad, materiales constructivos, ambientes, y condiciones operacionales, que permiten hacer agrupaciones de estructuras y componentes que facilitan su tratamiento.

Por eso, las centrales nucleares españolas agrupan las ESC en agrupaciones tales como:

- Un equipo o estructura única en la Central; por ejemplo "Vasija del Reactor".
- Un grupo de equipos o estructuras idénticos en materiales constructivos, ambientes y funciones; por ejemplo "Bombas RHR".
- Un grupo de componentes o estructura del mismo tipo y con la misma función, que de acuerdo con la experiencia genérica en evaluaciones de gestión de vida es tratado como un "componente-tipo"; por ejemplo soportes de tubería, cables, soportes antilátigo.
- Un grupo de componentes de tipos diferentes conectados entre sí y con la misma función por la que son considerados en el alcance de Gestión de Vida; Por ejemplo "Tuberías RS del sistema AF", esta agrupación incluiría los tramos de tubería y accesorios de tubería que realizan conjuntamente una(s) función(es) del sistema relacionada(s) con la seguridad.

Dentro de estas agrupaciones de primer nivel se realiza un segundo nivel de agrupación, en el que se definen diferentes elementos que forman parte de dicha agrupación, en función del tipo de componente, de su material o de su función propia.

Ejemplos de este tipo de agrupaciones de segundo nivel, o elementos, pueden ser:

- Dentro de una agrupación como "Bombas RHR" se pueden identificar los elementos siguientes: carcasa, pernos y tuercas, pernos y tuercas de anclaje.
- Dentro de una agrupación como "Tuberías RS del sistema AF" se pueden identificar los elementos siguientes: tubería de acero al carbono, válvulas de acero al carbono, válvulas de acero inoxidable, pernos y tuercas de acero al carbono.

Las evaluaciones de efectos de envejecimiento se realizan sobre estas agrupaciones de segundo nivel.

La evaluación de las prácticas de mantenimiento potencialmente aplicables a dichos efectos, se describe en el apartado 02.3.2 del presente capítulo.

Con respecto a la garantía de calidad seguida en el PGV en las centrales nucleares españolas, las actividades de gestión del envejecimiento, como actividades propias de las centrales, están sujetas a los requisitos de garantía de calidad recogidos en sus manuales de garantía de calidad desarrollados de acuerdo a los requisitos establecidos por el CSN que, referidos a ESC relacionados con la seguridad, están regulados según requisitos equivalentes a los del Apéndice B del 10 CFR 50 de la regulación de EE.UU.

Como resultado final de los procesos de alcance y selección descritos en este apartado, se obtiene el listado de estructuras y componentes que deberán ser sometidos al proceso de revisión de la gestión del envejecimiento, dentro del PGV de la central.

02.3.2 Evaluación del envejecimiento

Para el desarrollo de las distintas actividades del Plan de Gestión de Vida (alcance, RGE, etc.) las centrales nucleares españolas han editado guías técnicas, en las que se define la metodología a seguir para la realización de cada tarea, junto con la normativa de referencia a tener en cuenta, la documentación de partida de planta a considerar (como documentación de diseño de las ESC o las actividades de mantenimiento, inspección, controles químicos, etc.), y el proceso a seguir para obtener los resultados esperados.

La regulación utilizada para la preparación del PGV se ha detallado en los apartados 02.1 y 02.2 de este capítulo.

Como documentación específica para el desarrollo de la metodología de RGE, se utilizan, adicionalmente:

- 1) En la aplicación de criterios de alcance:
 - Guía NEI 95-10 [26]
 - Estudios Finales de Seguridad
 - Documentos Base de Diseño
- 2) En la identificación de efectos/mecanismos de envejecimiento:
 - EPRI-1010639 Non-Class 1 Mechanical Implementation Guideline and Mechanical Tools [27]
 - EPRI-1013475 License Renewal Electric Handbook [28]
 - EPRI-1015078 Aging Effects for Structures and Structural Components (Structural Tools) [29]
 - Licence Renewal Interim Staff Guidance (LR-ISG), de la NRC.
 - NUREG–1801 Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report [25]
 - Documentos Base de Diseño (DBD) de los sistemas
 - Planos de construcción de equipos
 - Especificaciones de tubería y de cables
- 3) Evaluación de prácticas de mantenimiento. Definición de PGE. La referencia principal en este proceso ha sido:
 - NUREG–1801 Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report [25]
 - Licence Renewal Interim Staff Guidance (LR-ISG), de la NRC.
 - Gamas y procedimientos de mantenimiento específicos de cada central.

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la IS-22 [21] requiere para el desarrollo del Plan de Gestión de Vida que las centrales españolas realicen las actividades siguientes:

- Para cada componente incluido dentro del alcance, identificar y analizar sus mecanismos de envejecimiento significativos y las posibles causas y consecuencias de los mismos.

- La evaluación de prácticas de mantenimiento para concluir si son adecuadas para la correcta detección, control y mitigación de los mecanismos de envejecimiento antes indicados, determinando en su caso las mejoras necesarias para las mismas.
- Agrupar dichas prácticas de mantenimiento en PGE, desarrollados de acuerdo a los programas modelos del NUREG-1801 [25].
- En el caso de la gestión del envejecimiento, considerando el periodo de explotación a largo plazo, la identificación y evaluación de todos los análisis y cálculos realizados por el titular de la instalación que cumplen con la definición de Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT), que se explica en el apartado 02.4 del presente capítulo.

En las centrales nucleares españolas, la realización de los análisis de identificación y evaluación de mecanismos de envejecimiento se ha llevado a cabo tomando como base las conclusiones de documentos genéricos de la industria y los resultados de la revisión de la experiencia operativa tanto interna como externa.

Entre las referencias generales de la industria utilizadas por las centrales nucleares españolas para la identificación y evaluación de mecanismos de envejecimiento caben destacar las herramientas EPRI, utilizadas también como referencias en los procesos de solicitud de renovación de licencia en EE.UU. según el 10 CFR 54 [23]:

- EPRI-1010639, “Non-Class 1 Mechanical Implementation Guideline and Mechanical Tools”, Revision 4, January 2006. [27]
- EPRI-1015078, “Plant Support Engineering: Aging Effects for Structures and Structural Components (Structural Tool)”, December 2007. [29]
- EPRI-1013475, “Plant Support Engineering: License Renewal Electrical Handbook”, February 2007. [28]

A continuación se detallan las actividades realizadas en el proceso RGE, que a su vez se resumen en las figuras 02.2 y 02.3, siguientes

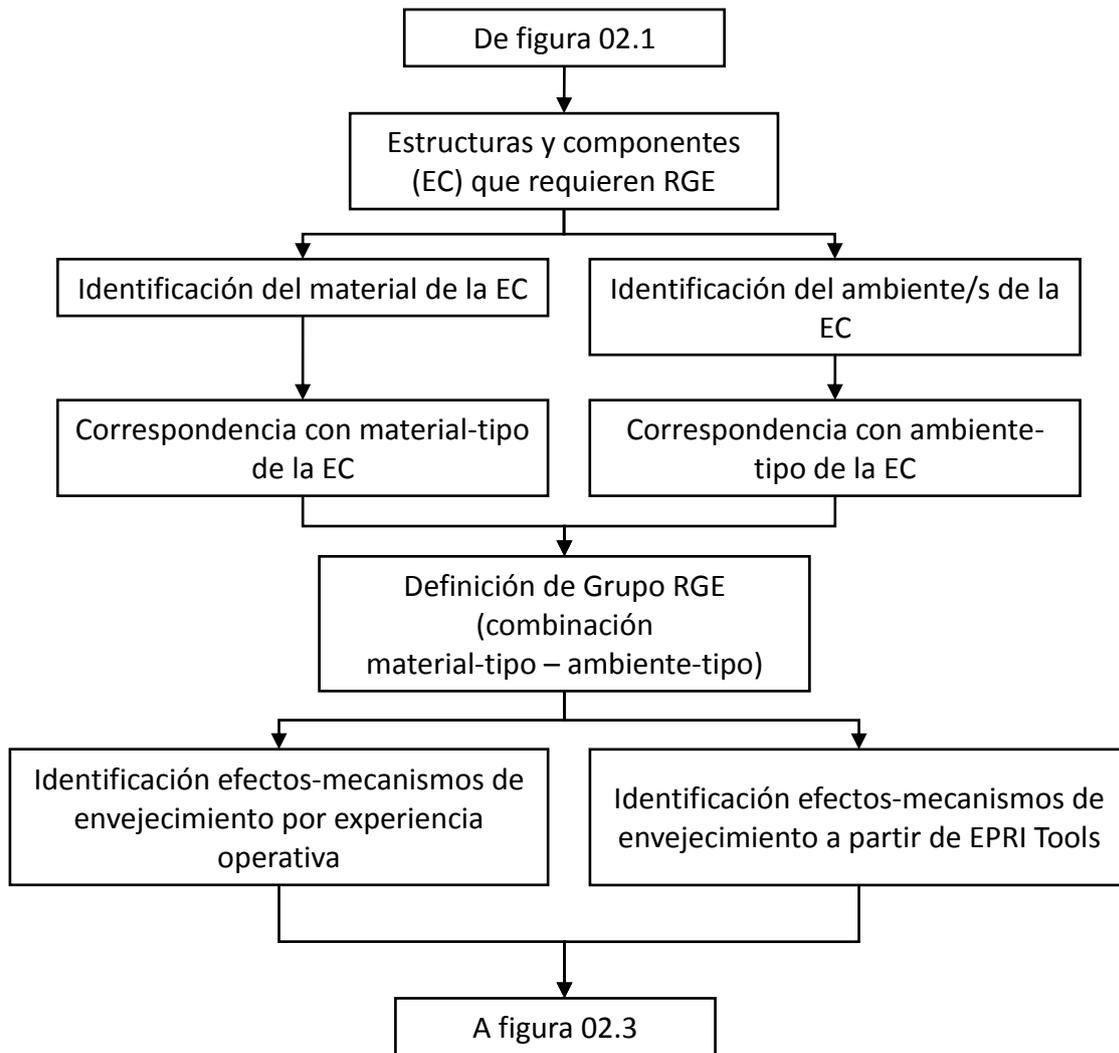


Figura 02.2. Fase de grupos de RGE

Una vez resuelta la primera fase de alcance y selección, se obtiene el conjunto de las estructuras y componentes que pasan a la siguiente fase de revisión de la gestión de su envejecimiento.

La siguiente tarea consiste en la identificación de los materiales de que están fabricados y los ambientes a que están expuestas las estructuras y componentes mencionados. Las centrales nucleares españolas obtienen esta información a partir de documentos como el Estudio Final de Seguridad, documentos de descripción de sistemas, documentos base de diseño de sistemas y documentos y planos de los fabricantes y suministradores.

Como resultado, pueden identificarse un gran número de materiales y ambientes concretos, pero que se pueden agrupar en materiales y ambientes tipo, de manera que se pueda realizar el análisis de los efectos y mecanismos de envejecimiento que les son aplicables. Por tanto, el siguiente paso es encontrar esta correspondencia de los materiales y ambientes identificados para cada estructura y componente de la central con los materiales y ambientes tipo que se encuentran definidos en las herramientas EPRI.

Las herramientas EPRI (EPRI-1010639 [27], EPRI-1015078 [29], EPRI-1013475 [28]) incluyen los resultados de la experiencia operativa y programas de I+D llevados a cabo por la industria nuclear para determinar los mecanismos de envejecimiento que potencialmente aplican a las estructuras y componentes, en función del material de que están contruidos y de los ambientes a que están sometidos

Un ejemplo de tipo de material constructivo sería “Aceros al carbono, aceros de baja aleación y fundiciones”, de acuerdo a la consideración conjunta como tipo de material que hace en este caso el EPRI-1010639 [27], y que incluye tanto aceros al carbono forjados, como fundiciones de acero al carbono, como fundiciones de hierro.

Del EPRI-1013475 [28] se extrae, entre otra información, los materiales de aislamiento y cubierta comúnmente usados en cables, y se obtiene también una discretización de los distintos componentes-tipo eléctricos a partir de los cuales se forman los grupos RGE de uso eléctrico.

Respecto a los ambientes, un ejemplo de tipo de ambiente sería “Aire/gas”, que de acuerdo a la definición del EPRI-1010639 [27] de este tipo de ambiente, incluye ambientes como aire ambiente interior, o ambientes como gas, entre otros.

Continuando con la ayuda de las herramientas EPRI [27] [28] y [29], se definen los grupos de RGE. Un grupo RGE consiste en la asociación de un tipo de material constructivo con un tipo de ambiente al que puede estar expuesto. Los grupos RGE deben cubrir las combinaciones material-ambiente identificadas en el paso anterior.

Finalmente, se identifican, para cada grupo RGE formado en el paso anterior, los efectos y mecanismos de envejecimiento potencialmente aplicables de acuerdo a la información existente en tablas de las herramientas EPRI. (EPRI-1010639 [27] y 1015078 [29], EPRI-1013475 [28]).

Cada uno de los efectos y mecanismos de envejecimiento identificados quedan descritos y detallados, tanto en lo que respecta a la descripción del propio efecto-mecanismo, como a las condiciones bajo las cuales este efecto-mecanismo se considera de aplicación, de acuerdo a lo que se dilucida en las herramientas EPRI.

Posteriormente se identifican aquellos efectos y mecanismos de envejecimiento significativos, para lo cual, se determina la aplicabilidad de cada potencial mecanismo de envejecimiento identificado en los pasos anteriores en base a las características específicas de la central.

Finalmente, antes de pasar a la siguiente tarea del proceso RGE, se compara la experiencia operativa de la industria identificada en las herramientas EPRI con la experiencia operativa propia de la central, para asegurar que no se han dado mecanismos de envejecimiento específicos en las centrales nucleares españolas distintos de los que aparecen en la experiencia operativa de la industria. Un ejemplo claro de este proceso, es el PGE específico de la central nuclear de Ascó, que ha surgido como consecuencia del levantamiento del terreno.

Seguidamente se realiza el proceso de evaluación de prácticas de mantenimiento existentes en la central para evaluar su aplicabilidad para la gestión de dichos efectos y mecanismos significativos. Dicha evaluación es exigida por la IS-22 [21], requiriéndose: *“El objetivo de esta actividad será evaluar si las causas y las consecuencias del envejecimiento (efectos y mecanismos de envejecimiento significativos) están adecuadamente vigiladas, controladas y mitigadas por las prácticas de mantenimiento; considerando que éstas no sólo incluyen las actividades propias del mantenimiento predictivo y preventivo, sino también las actividades de inspección, pruebas, control de parámetros operacionales, etc.*

Aquellas prácticas de mantenimiento, inspecciones y pruebas exigidas en las actuales bases de licencia serán válidas para la gestión del envejecimiento de las ESC afectadas respecto a los efectos y mecanismos de envejecimiento en ellas tratados.

La evaluación de prácticas de mantenimiento consistirá en una comparación entre las actividades de vigilancia y mitigación adecuadas para cada efecto y mecanismo de envejecimiento (significativos en cada estructura o componente), y el contenido real de las prácticas de mantenimiento que se llevan a cabo en dicha estructura o componente. El resultado de la evaluación incluirá las mejoras de las prácticas de mantenimiento necesarias para establecer una gestión adecuada del envejecimiento y, en los casos que se requiera, la implementación de otras nuevas”.

Históricamente, la mayoría de prácticas de mantenimiento de las centrales relacionadas con gestión del envejecimiento, ya se aplicaban anteriormente al requisito de desarrollo de los PGV. Como ejemplo de tales prácticas, se encuentran entre otros, los programas de inspección en servicio, programa de química, y programas de mantenimiento de estructuras.

Las prácticas de mantenimiento, una vez evaluadas y en su caso mejoradas se incorporan a un catálogo de PGE propio de cada central.

La siguiente tarea dentro del proceso de la RGE es la asignación de los efectos y mecanismos significativos identificados a programas de gestión del envejecimiento y/o análisis de evaluación en función del tiempo, tal como se describe en la figura 02.3.

Para dicho proceso de asignación, las centrales españolas utilizan el concepto de “commodities”.

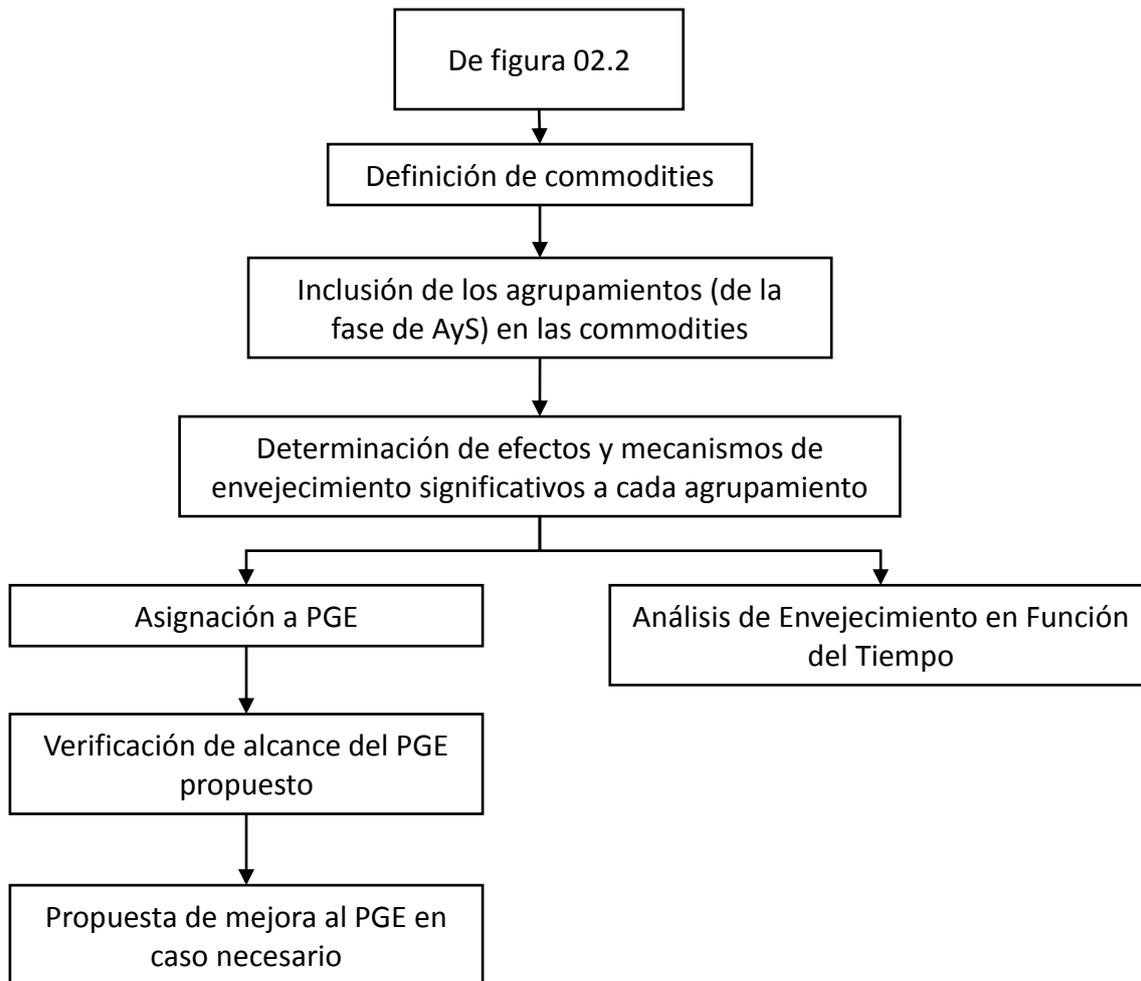


Figura 02.3. Asignación de los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos a los PGE

El primer paso de esta tarea es la definición de commodities. Una commodity es un conjunto de estructuras o componentes homogéneo en cuanto a la función que desempeñan, al material de que están contruidos, al ambiente y otras condiciones particulares a las que puedan estar sometidos (como por ejemplo temperaturas, tipología de componente o composición específica de un material) que permite analizar sus efectos de envejecimiento de forma conjunta. Las estructuras y componentes dentro de una commodity tienen un tratamiento equivalente desde el punto de vista de la RGE.

Para las distintas agrupaciones definidas para las estructuras y componentes en alcance, se definen las correspondientes commodities y para cada una de estas, se determina qué efectos y mecanismos de envejecimiento significativos le son aplicables según lo obtenido de la definición de grupos RGE. En general, para la determinación de la aplicabilidad o no de un mecanismo de envejecimiento, es necesario consultar la documentación que define con precisión los ambientes y materiales constructivos específicos de planta.

La razón práctica de la creación de estas commodities es porque un mismo material sometido a un mismo tipo de ambiente puede sufrir diferentes mecanismos y efectos

de envejecimiento, en función de condiciones específicas, por ejemplo de la temperatura del ambiente.

El siguiente paso es asignar a los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos identificados para cada commodity, los PGE y/o AEFT que permitan vigilar y controlar sus efectos y posteriormente analizar estos PGE mediante la comparación con los atributos de los programas definidos en el NUREG-1801 [25]. Este proceso es lo que se denomina “conciliación con GALL”. La asignación de PGE se hace tratando de ajustarse lo más posible a los PGE que se consideran válidos en el informe NUREG-1801 [25] y en su caso a las modificaciones sobre los mismos derivadas de los diferentes LR-ISG en vigor (LR-ISG-2011-01 [30], LR-ISG-2011-02 [31], LR-ISG-2011-03 [32], LR-ISG-2011-04 [33], LR-ISG-2011-05 [34], LR-ISG-2012-01 [35], LR-ISG-2012-02 [36], LR-ISG-2013-01 [37], LR-ISG-2015-01 [38], LR-ISG-2016-01 [39]) para gestionar los mismos efectos de envejecimiento.

Finalmente, el último paso consiste en verificar que todas las estructuras y componentes obtenidas tras el proceso de alcance y selección, se encuentran dentro del alcance de los PGE asignados en el paso anterior para la gestión de su envejecimiento. En caso contrario, se propone como mejora el aumento del alcance del PGE.

En actualizaciones sucesivas de esta tarea, se emiten Propuestas de Mejora de los PGE en lo que respecta a:

- Componentes nuevos dentro del alcance de un determinado PGE o
- Posibles cambios producidos en la identificación de efectos y mecanismos de envejecimiento definidos para un componente, debido a cambios en las condiciones de operación de ese componente o a cambios de material y/o ambiente específico de ese componente.

Para cada uno de los PGE definidos en los planes de gestión de vida, las centrales nucleares españolas han realizado, en base a la estructura y grado de implantación que tenga cada uno de ellos, los siguientes documentos:

- Documento Base del PGE que incluye la evaluación del cumplimiento del mismo con los atributos de los AMP del NUREG-1801 o con los del NEI-95-10 [26],
- Manual de Programa de Gestión de Envejecimiento y
- Alcance del manual del PGE (este documento sólo en el caso de algunos PGE de CN Ascó y CN Vandellós II).

En esta documentación, asociada a cada PGE, se establece:

- La periodicidad de aplicación del PGE.
- Alcance del PGE (ESC incluidas en el alcance del PGE).
- Efectos/mecanismos de envejecimiento gestionados por el PGE.
- Actividades incluidas en el PGE (identificando, acciones, frecuencia de aplicación y criterios de aceptación).
- Responsabilidades (responsabilidades de la unidad organizativa propietaria del PGE, y responsabilidades de las unidades organizativas colaboradoras del PGE).

- Requisitos de documentación de los resultados del PGE, y de control administrativo y calidad de las actividades del PGE.
- Experiencia operativa relevante asociada a la definición del PGE.

Adicionalmente, las centrales nucleares españolas realizan informes de seguimiento de los PGE, cuyo objeto y contenido se indica en el apartado 02.4 de este capítulo.

La tabla 02.2, incluida en el anexo final de este capítulo, muestra un listado de los PGE existentes actualmente en las centrales nucleares españolas y sus correspondientes programas modelo del NUREG-1801 [25]. Asimismo, se muestran los PGE específicos de cada central, que han sido desarrollados para gestionar efectos y mecanismos de envejecimiento para los cuales no existe un programa modelo en el NUREG-1801 [25] y que se han realizado de acuerdo con los criterios del NUREG-1800 [24].

Las centrales nucleares españolas, dentro de cada uno de sus programas y actividades de gestión de vida, establecen sus criterios de aceptación de acuerdo a requisitos reguladores específicos o requeridos por los códigos de diseño o mantenimiento de los ESC, tales como los criterios aplicables a componentes clase nuclear diseñados según la sección III del código ASME y sujetos a inspección según la sección XI de ASME. En otras situaciones, los criterios de aceptación se definen de acuerdo a estándares de la industria (por ejemplo: programa Pressurized Water Reactor Materials Reliability Program (MRP) de EPRI aplicable a la Vasija del Reactor e Internos, para el caso de las centrales PWR ó el programa Boiling Water Reactor Vessel and Internals Project (BWRVIP) aplicable a la vasija del reactor e internos, para el caso de las centrales BWR) y la propia experiencia operativa de la Central. No obstante en todos los casos, al asumir los Planes de Gestión de Vida como documentos principales de referencia el NUREG-1801 [25] y la Guía NEI 95-10 [26], las centrales nucleares españolas han realizado, para cada uno de los PGE definidos, una evaluación de sus criterios de aceptación frente a los indicados en las evaluaciones genéricas de los Aging Management Programs incluidas en el capítulo XI del NUREG-1801 [25], verificando su equivalencia o justificando sus diferencias.

Teniendo esto en cuenta, cada PGE incluye los criterios de aceptación para las inspecciones requeridas por el mismo. Los criterios de aceptación se establecen de forma que se asegure que la función propia del componente es mantenida durante su vida de funcionamiento de acuerdo a sus bases de licencia. Esto se asegura con lo siguiente:

- Cada procedimiento de inspección (o en su defecto el propio programa) define los criterios de aceptación para cada parámetro monitorizado.
- Los criterios de aceptación se fijan con margen suficiente como para asegurar el cumplimiento con la función propia del componente.
- En el caso de que se detecten mecanismos de envejecimiento nuevos (o no esperados para un componente) se realiza una extensión de causa para determinar qué otros componentes podrían estar afectados por el mismo.

En relación con el uso de los programas de I+D, en España existe una agrupación de las principales empresas eléctricas españolas, UNESA, que incluye aquellas que son propietarias de las centrales nucleares. A través de UNESA, las empresas propietarias de centrales nucleares y el CSN como organismo regulador, establecieron en 2009 el denominado “Acuerdo de colaboración entre el CSN y UNESA, en materia de I+D sobre la seguridad nuclear y protección radiológica”.

Dentro del marco de este acuerdo de colaboración y respecto a la evaluación del envejecimiento en ESC de una central nuclear se han desarrollado diferentes proyectos de I+D, de los que cabe destacar:

Proyecto	Fecha inicio – fin	Objetivo del proyecto
Proyecto sobre ensayos de crecimiento de grietas de la aleación 690TT y sus metales de soldadura 52/152 (Proyecto Inconel 690 – Fase 2)	2008 - 2011	Obtención de datos de velocidad de propagación de grietas en la aleación 690TT y en sus metales de soldadura 52 y 152, en agua del primario de un reactor tipo PWR, a temperaturas entre 325 y 360 °C.
Proyecto común de Validaciones de sistemas END empleados en la ISI de las CC.NN. españolas	2003 - 2013	Establecimiento de una acción coordinada entre todas las CC.NN. españolas para optimizar, por un lado, los recursos técnicos y económicos que se deben dedicar a la validación y, por otro, las actividades que tienen que llevar a cabo las organizaciones relacionadas con la validación de cada central nuclear.
Sistema informático para la gestión de las inspecciones y pruebas en servicio (SIGIS) de las CC.NN. españolas (Proyecto SIGIS).	2004 - 2010	Unificación de las bases de datos de las CC.NN. españolas y la migración a un entorno Web de las actuales herramientas de gestión, lo cual facilitará el acceso rápido y seguro a esas herramientas / bases de datos, tanto a los responsables de Inspección en Servicio e ingenierías de las CC.NN. como al CSN.
Vigilancia del envejecimiento de cables eléctricos en centrales nucleares (Proyecto cables - Fase 1)	2002 - 2004	Definición de una base común de actuación aplicable a todas las centrales nucleares españolas para la aplicación sistemática de actividades de vigilancia de envejecimiento de sus cables eléctricos acorde con el estado del arte internacional y en particular con el contenido del IAEA-TECDOC-1188.

Proyecto	Fecha inicio – fin	Objetivo del proyecto
Aplicación de técnicas avanzadas de diagnóstico de cables eléctricos de CC.NN. españolas (Proyecto Cables Fase 2)	2005 - 2009	Puesta a punto y aplicación de técnicas de vigilancia avanzadas, de carácter no destructivo, para la determinación del estado de los cables de las Centrales Nucleares españolas.
Seguimiento y evaluación del estado de los cables eléctricos en las CC.NN. españolas” (Proyecto Cables – Fase 3)	2014 - En curso	Determinación del estado del material del aislamiento de los cables eléctricos en las centrales nucleares españolas, basándose en el uso de las mejores técnicas de vigilancia disponibles para el diagnóstico y supervisión de los mismos. Para ello se obtendrá una muestra representativa de cables originales de las centrales, con envejecimiento natural cuantificado. Los cables se someterán a envejecimiento adicional hasta el equivalente a 60 años, se ensayarán a condiciones de accidente y se someterán a diversas técnicas de vigilancia para establecer, si es posible, una correlación entre los parámetros medibles y el grado de envejecimiento.
Aprovechamiento de los internos de la vasija del reactor de CN José Cabrera (Proyecto ZIRP).	2007 - En curso	Recuperación de parte de los internos de la vasija de CN José Cabrera, con la finalidad de ensayar posteriormente en laboratorio los materiales extraídos y evaluar la degradación de sus propiedades, tras haber estado sometidos a un largo período de irradiación en un reactor comercial. El proyecto cuenta con la participación de diversos organismos internacionales; las Centrales Españolas participan a través de EPRI.

Proyecto	Fecha inicio – fin	Objetivo del proyecto
Estudio de los Efectos de Envejecimiento y otros Factores sobre los Hormigones de la C. N. José Cabrera (Proyecto Hormigones de Zorita)	2014 - En curso	Proyecto conjunto entre CSN, ENRESA, CSIC y las empresas eléctricas españolas, para el estudio experimental y teórico del comportamiento relacionado con la degradación en el tiempo de las propiedades del hormigón sometido a las condiciones de servicio que se producen en la operación de un central nuclear.
Proyecto internacional de la NEA/OECD sobre “Component Operational Experience, Degradation and Ageing Programme (CODAP)”, en colaboración con el CSN	2011 - En curso	Desarrollo de una base de datos de eventos asociados al fallo de tuberías y otros componentes pasivos, así como compartir el conocimiento y la experiencia operativa, comprender las causas raíz y mecanismos de fallo e identificar técnicas y tecnologías efectivas para gestionar y mitigar la degradación activa en las centrales nucleares.

Tabla 02.1. Proyectos de I+D desarrollados en colaboración UNESA-CSN

Asimismo, las centrales nucleares españolas son miembros activos, adheridos a través de UNESA, de las actividades del área nuclear base del Electric Power Research Institute (EPRI), que incluye diversos programas de investigación, como Long Term Operation, Primary Systems Corrosion, o Plant Engineering, que realizan investigaciones en la valoración y mitigación del envejecimiento de diversos tipos de ESC en centrales nucleares. Adicionalmente, las centrales están adheridas a diversos programas de I+D+i suplementarios, tales como el Boiling Water Reactor Vessel and Internals Project (BWRVIP), Pressurized Water Reactor Materials Reliability Program (MRP), Nondestructive evaluation (NDE), Steam Generator Management Program (SGMP), Nuclear Maintenance Application Center (NMAC), Checkworks Users Group (CHUG), etc. que cubren la investigación, entre otros aspectos, del envejecimiento de componentes no cubiertos por el programa nuclear base de EPRI.

Estos proyectos, dependiendo del tipo y alcance, dan lugar a resultados experimentales que enriquecen o amplían bases de datos internacionales de diversos fenómenos, recomendaciones, guías de aplicación, valores límites, nuevas técnicas de inspección, etc., que terminan incorporándose a los PGE.

Adicionalmente a estos proyectos citados, tal y como se ha mencionado en el apartado 02.2 del presente informe, y sin estar requerido por la IS-22 [21], las centrales nucleares españolas junto con el CSN han participado en las dos fases de desarrollo de programas de gestión del envejecimiento dentro del programa IGALL [40] de la IAEA, lo que ha

permitido a las centrales españolas tener otra referencia más para el desarrollo de sus PGE.

Con respecto a la utilización de datos de la experiencia operativa tanto interna como externa, ésta tiene como objetivo soportar las conclusiones de la evaluación de los mecanismos de envejecimiento e identificar otros no considerados en evaluaciones genéricas y que podrían ser específicos de la central.

Las centrales nucleares españolas, al asumir la Guía NEI 95-10 [26], como documento de referencia en el desarrollo del Plan de Gestión de Vida, incluyen dentro del proceso de identificación y evaluación de mecanismos de envejecimiento, la revisión de la experiencia propia y de la experiencia de la industria nuclear considerando periodos que cubren de 5 a 10 años, según se recomienda en la citada guía NEI 95-10 [26]. No obstante, los periodos recogidos en los análisis de la experiencia operativa de las centrales nucleares españolas suelen ser menores a los recomendados por la NEI 95-10 [26].

Los titulares realizaron la revisión de la experiencia operativa interna en la fase de implantación del Plan de Gestión de Vida a través de la revisión de los resultados de las actividades de mantenimiento y de las experiencias identificadas en las propias centrales.

La revisión de la experiencia operativa externa, se realizó sobre la base de la identificación de eventos relevantes relacionados con el envejecimiento de las ESC emitidos, entre otros, por:

- el organismo regulador nacional, CSN,
- los organismos reguladores de los países de origen de los proyectos, es decir,
 - la NRC para el caso de centrales de tecnología americana (Almaraz, Ascó, Cofrentes y Vandellós II) o
 - el GRS para centrales de tecnología alemana (Trillo),
- organizaciones internacionales de operadores, tales como INPO y WANO,
- y los suministradores principales de cada central, es decir,
 - Westinghouse en los casos de centrales de tecnología PWR americanas (Almaraz, Ascó y Vandellós II),
 - General Electric para el caso de BWR americanas (Cofrentes) y
 - Areva para el caso de PWR alemanas (Trillo)

Las centrales nucleares españolas han desarrollado guías técnicas o procedimientos en las que se desarrollan los procesos de revisión de la experiencia operativa externa e interna, que consisten fundamentalmente en:

- Una primera identificación de los eventos potencialmente significativos a partir de las bases de datos de experiencia operativa que disponen las centrales. En esta identificación se comprueba si el evento ha afectado a un sistema, estructura o componente pasivo, o si el evento ha sido causado por el envejecimiento de una estructura o componente.

- Una posterior evaluación o caracterización de los eventos significativos. En esta evaluación se identifican:
 - las causas, indicando el mecanismo de envejecimiento identificado en la degradación del componente o estructura,
 - los sistemas involucrados,
 - las acciones correctoras adoptadas o medidas de mitigación y control del deterioro del componente o estructura indicando si está relacionada a alguna actividad de mantenimiento o inspección de la central,
 - los PGE potencialmente aplicables para la gestión de dichos efectos y mecanismos.

Actualmente, de acuerdo al proceso indicado en los planes de gestión de vida de las centrales nucleares españolas, en los informes de seguimiento de cada PGE se incluye el análisis y evaluación de la experiencia operativa, tanto de los resultados del programa como de la central y de la industria, que durante el periodo cubierto por el informe ha afectado a los ESC o actividades incluidas en el alcance del PGE.

Con respecto al almacenamiento de datos y seguimiento de la información del histórico de mantenimiento y operación, los procesos establecidos para el PGV aseguran que los registros, datos, tendencias y demás acciones, relacionadas con el envejecimiento de las ESC, se gestionan a través de los programas de acciones correctivas de que disponen las centrales nucleares españolas, quedando constancia de las acciones y documentos desarrollados.

Adicionalmente, las centrales nucleares españolas han desarrollado bases de datos específicas para la gestión de toda la información que supone el desarrollo del PGV. La base de datos de Gestión de Vida es la herramienta básica utilizada en los procesos de alcance y selección, así como de RGE, registrando tanto sus resultados como las evaluaciones y las referencias de la documentación que los respaldan.

En dichas bases de datos se registra la información siguiente para estos procesos:

- Del proceso de alcance: la identificación de las funciones de sistemas y estructuras, la justificación de aplicación de los criterios de alcance y la referencia de la documentación para dicha justificación.
- Del proceso de selección: la identificación de los componentes sujetos a la RGE y la de los componentes no sujetos a la misma, así como la justificación correspondiente.
- Del proceso de RGE: la identificación de materiales y ambientes, así como los materiales-tipo y ambientes-tipo asociados a los componentes sujetos a la RGE; la asignación, de acuerdo con los materiales y ambientes, de los efectos de envejecimiento significativos que requieren gestión, sobre el componente o estructura; y la identificación de las actividades y programas acreditados como adecuados para la gestión de dichos efectos de envejecimiento.

02.3.3 Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección

Con respecto a las actividades de inspección, monitorización y pruebas, la IS-22 [21] en su apartado relativo a la evaluación de las prácticas de mantenimiento, identifica como alcance de esa actividad no sólo las actividades del mantenimiento preventivo y predictivo sino también las actividades de inspección, pruebas, control de parámetros operacionales, etc., que permiten la detección y mitigación de los mecanismos de envejecimiento que potencialmente afectan a las estructuras y componentes en el alcance.

A continuación se describen las mencionadas actividades de gestión del envejecimiento llevadas a cabo por las centrales nucleares españolas.

En cada PGE desarrollado se definen los parámetros a monitorizar o inspecciones a aplicar para la gestión del envejecimiento de los componentes incluidos en el alcance del mismo. Los PGE se implementan mediante procedimientos y gamas existentes en planta o actividades de nueva creación. Los parámetros a monitorizar en cada PGE están directamente relacionados con la detección, gestión y mitigación de los efectos de envejecimiento que puedan afectar a las funciones propias de los componentes gestionados por el programa. Asimismo, las inspecciones realizadas, de acuerdo a los procedimientos y gamas de planta incluidas en el PGE son adecuadamente documentadas incluyendo registros de las degradaciones detectadas.

A continuación se citan, a modo de ejemplo, actividades de la central en las que se verifica periódicamente el comportamiento o funcionalidad de las ESC, que puede verse afectado por el envejecimiento mediante el seguimiento de la evolución de parámetros indicadores relacionados con procesos de envejecimiento:

- Seguimiento del ensuciamiento en cambiadores de calor cuyo fluido es agua del circuito abierto de servicios esenciales: Esta vigilancia se realiza on-line y el seguimiento de su tendencia permite determinar las acciones de limpieza e inspecciones adicionales que pudieran requerirse.
- Pruebas de fugas de la Contención Primaria: Realizadas de acuerdo al cumplimiento de los requisitos de Apéndice J del 10 CFR 50; el resultado de las pruebas tipo A y tipo B permite establecer una valoración de la estanqueidad de la contención primaria y sus penetraciones.
- Pruebas de presión de los sistemas de tuberías: Realizadas con la periodicidad requerida por la normativa, permiten identificar pérdidas de la envolvente a presión por fallo en los componentes en las uniones empernadas dentro del sistema.
- Seguimiento de parámetros eléctricos (resistencia de aislamiento, tangente de delta, etc.) en circuitos eléctricos: Permite identificar degradaciones en los aislamientos de cables y conexiones eléctricas.
- Para el caso de la CN de Cofrentes, debido a que su sistema de aire comprimido está relacionado con la seguridad, se realiza un seguimiento de la calidad del aire en los

sistemas de aire comprimido mediante la medida de la humedad relativa y presencia de partículas, lo que permite detectar la susceptibilidad del sistema a mecanismos de corrosión.

En cada uno de los PGE desarrollados, las centrales nucleares españolas definen las inspecciones a realizar con la intención de detectar con antelación los efectos de envejecimiento que puedan producir la pérdida de la función propia de las estructuras y componentes. Si bien la intención de los programas es detectar de forma anticipada las degradaciones que puedan afectar a los componentes, se debe aclarar que no siempre constituyen una herramienta que garantice la anticipación a todas las pérdidas de función propia de las estructuras y componentes. Asimismo, y en los casos en que el programa lo requiere, se definen las acciones preventivas a tomar con el fin de evitar el desarrollo de los efectos de envejecimiento.

El mayor número de actividades de gestión del envejecimiento está asociado a programas de inspección donde la condición del componente o estructura es verificada por un ensayo no destructivo (visual, superficial o volumétrico). En las centrales nucleares españolas estas actividades están incluidas principalmente en los siguientes programas:

- Programa de Inspección en Servicio: Este programa incluye principalmente las inspecciones definidas para el cumplimiento de los requisitos de la sección XI del código ASME. Dicho código define tanto el alcance como el tipo de inspección (visual, superficial y volumétrica) y la periodicidad de la misma. Dentro de los planes de gestión de vida de las centrales nucleares españolas, el programa de inspección en servicio incluye actividades de gestión de envejecimiento asociadas a: vasija del reactor; sistemas de tubería de clase 1, 2 y 3; equipo mecánico retenedor de presión clase 1, 2 y 3; soportes de tubería de clase 1, 2 y 3; contención metálica (en los casos en que aplique); contención de hormigón, y penetraciones de contención.
- Programa de internos de la vasija: Este programa incluye las actividades de inspección y evaluación de la condición de los internos de la vasija de acuerdo a las guías de inspección y evaluación del programa MRP de EPRI, para el caso de las centrales de tecnología PWR (CN Almaraz, CN Ascó y CN Vandellós II), y las del programa BWRVIP, también desarrolladas por EPRI, para el caso de las centrales de tecnología BWR (CN Cofrentes). En el caso de la CN Trillo, las guías seguidas para desarrollar el programa de internos de vasija se basan en las recomendaciones recogidas en la KTA-3204.
- Programa de erosión-corrosión: Este programa está dirigido al control de la condición de los sistemas de tuberías potencialmente afectados por mecanismo de corrosión asistida por el flujo (FAC) y erosión-corrosión con el objeto de determinar si el ritmo al que se degrada el componente le permitirá mantener su función propia antes de que éste vuelva a ser inspeccionado. El programa de inspecciones se define como resultado de las evaluaciones/predicciones de las mediciones previas, y la inspección es de carácter volumétrico (Ultrasonidos (UT)).

- Programa de vigilancia de estructuras: Este programa, basado en la Regla de Mantenimiento, está soportado principalmente en inspecciones visuales, e incluye también inspecciones de carácter dimensional y volumétrico adecuadas a los potenciales mecanismo de envejecimiento.
- Programa de inspección de pinturas y recubrimiento en el interior de la Contención: El alcance de este programa incluye los recubrimientos de Nivel de Servicio I, definidos en la RG 1.54. La inspección de los recubrimientos está definida de acuerdo a lo requerido en ASTM D 5163-96, subpárrafo 9.2, donde se identifica que los parámetros monitorizados o inspeccionados deben ser "defectos visibles como, ampollas, fisuras, descascarillado, exfoliación, óxido o daño físico".

En los casos en los que el PGE requiere un análisis de tendencias, este se realiza como parte de las actividades del programa. Dicho análisis pretende, mediante el estudio de los parámetros inspeccionados/monitorizados por el programa, establecer tendencias que permitan anticipar degradaciones con el objeto de que se tomen acciones antes de que se produzca la pérdida de función propia.

Mediante las actividades de vigilancia las centrales nucleares españolas verifican periódicamente parámetros no directamente asociados a la condición de la estructura o componentes, pero que dan una medida de los factores que influyen en su degradación. Entre estas actividades, dentro del Plan de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas se incluyen:

- Programa de control químico: La vigilancia y mantenimiento dentro de sus criterios de aceptación de los parámetros químicos de las especificaciones de agua y otros fluidos de proceso, tales como el gas-oíl y el aceite, es una actividad de carácter preventivo frente a los mecanismos de corrosión desarrollados por el contacto del material con el fluido de proceso. Las centrales nucleares españolas disponen de procedimientos en los que se identifican los parámetros que caracterizan cada especificación de fluido y los métodos y periodicidad de análisis para verificar que se encuentran dentro de los valores objetivos o previstos.
- Programa de vigilancia de condiciones ambientales: Definido principalmente para el control de la calificación ambiental de equipos eléctricos, permite evaluar las condiciones reales en las que se encuentran estos equipos frente a las consideradas en su proceso de calificación ambiental. Las condiciones ambientales vigiladas son la temperatura y radiación, medidas en determinadas zonas, y la recopilación de datos está condicionada a la accesibilidad de estas zonas.
- Seguimiento de transitorios operacionales en componentes retenedores de presión Clase 1: Los componentes clase 1 de ASME se encuentran diseñados a fatiga, de forma que su factor acumulado de uso sea menor de 1, bajo la hipótesis de una serie de transitorios de operación y una ocurrencia definida para 40 años. El programa de seguimiento de transitorios permite evaluar la operación real de la planta frente a las hipótesis de diseño, para asegurar que el factor de uso, de acuerdo con las bases de diseño, se mantiene por debajo de 1.

Muchas estructuras y componentes en el alcance del PGV de las centrales nucleares españolas están sujetas a actividades de mantenimiento preventivo que incluyen gamas y procedimientos de inspección que permiten verificar la condición de sus elementos pasivos así como identificar si se han producido degradaciones inesperadas.

Entre los tipos de componentes sujetos a este tipo de mantenimiento se encuentran: bombas, cambiadores de calor, depósitos, turbinas, unidades de ventilación, unidades enfriadoras de agua, barras de fase agrupada y barras de fase aislada, grúas y equipo de manipulación de combustible.

En todos los casos, cuando, mediante una actividad de inspección, monitorización o vigilancia, se detecta una degradación, se toman las acciones oportunas (reparación, sustitución...) antes de que se produzca la pérdida de función propia del componente de acuerdo con las acciones correctivas definidas en el PGE

Además, cuando el PGE requiere una inspección por muestreo, se seleccionan para inspección aquellas localizaciones más susceptibles de que se produzca el mecanismo de envejecimiento al que el componente es susceptible. En caso de que se detecte alguna degradación en el componente inspeccionado de la muestra seleccionada, el número de inspecciones será incrementado para descartar que puedan estar produciéndose degradaciones en localizaciones similares (p. ej. Programa de tuberías enterradas, programa de vigilancia de cables).

Con respecto a actividades desarrolladas por “organizaciones de certificación”, en general, las actividades de inspección, vigilancia y monitorización incluidas dentro de los planes de gestión de vida de las centrales nucleares españolas, así como otras actividades de cada una de ellas están sujetas al Manual de Garantía de Calidad de cada central. Por ello, los PGV están sujetos a auditorías internas además de a las inspecciones del CSN, no requiriéndose la participación de dichas organizaciones de certificación salvo en los casos donde otros requisitos de licencia asociados a estas actividades así lo exijan (como por ejemplo una certificación específica de la cualificación de los inspectores).

02.3.4 Acciones preventivas y correctoras

En el caso de que un PGE requiera acciones preventivas, éstas son implementadas con el objetivo de prevenir o mitigar los mecanismos de envejecimiento a los que son susceptibles las estructuras y componentes. La implementación de acciones preventivas incluye:

- Cuando se identifica una mejora en el programa, ésta es incluida en el sistema de gestión de acciones correctoras de las centrales nucleares españolas y, como resultado, es implementada en el procedimiento correspondiente.
- Dentro de dicho sistema de gestión a cada acción de mejora a realizar se le asigna un responsable y un ejecutor, de forma que se consiga la correcta implementación de la mejora identificada.

- Las actividades preventivas implementadas en un programa deben ser ejecutadas de acuerdo a las frecuencias requeridas por el programa. En caso de que la actividad no se ejecute con la frecuencia adecuada se realiza la pertinente justificación durante la revisión de la implantación del programa.

Todas las acciones correctoras sobre estructuras y componentes se realizan a través de órdenes trabajo y son controladas desde su inicio hasta el cierre por el sistema de gestión de mantenimiento, que asimismo está sujeto a los requisitos del Manual de Garantía de Calidad de las centrales nucleares españolas, que cumple con lo establecido en el Apéndice B del 10 CFR 50.

Asimismo, si llega a haber pérdida de función propia, se analiza qué ha fallado en la sistemática del PGE que gestionaba dicho evento o problema inesperado y se definen e implantan las mejoras necesarias para tratar de que no vuelva a suceder.

02.4 Revisión y actualización del Plan de Gestión de Vida

Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, los PGV están sujetos al Manual de Garantía de Calidad de cada emplazamiento, por lo que se someten periódicamente a auditorías internas, cuyos resultados son implantados en su caso, como mejoras al PGV.

Otro motivo de la revisión y actualización de los PGV, es la revisión de la experiencia operativa tanto interna como externa, que tiene como objetivo analizar todos aquellos sucesos relacionados con la gestión del envejecimiento aplicables, como por ejemplo soportar las conclusiones de la evaluación de los mecanismos de envejecimiento realizada e identificar otros no considerados en evaluaciones genéricas y que podrían ser específicos de la central.

Los resultados de la revisión de experiencia operativa realizada por las centrales nucleares españolas se recogen en informes específicos que se emiten de manera periódica.

Estos resultados se analizan para determinar su aplicabilidad a los distintos PGE y se especifican en los informes de seguimiento de los mismos para su actualización al respecto.

Adicionalmente se analizan los resultados de la aplicación de las actividades del PGE para determinar su eficacia y en caso contrario se concluye si son necesarias propuestas de mejora para dichas actividades o bien para gestionar efectos y mecanismos no considerados anteriormente. Dichas propuestas de mejora son analizadas y, en su caso, aprobadas por el Comité de Gestión de Vida antes de proceder a su implantación.

Las centrales nucleares españolas actualizan periódicamente los informes en que se documenta el alcance de los sistemas y estructuras incluidas en el PGV teniendo en cuenta las modificaciones de diseño ejecutadas en los periodos que recoge dicha actualización. Una vez identificadas las nuevas ESC que hayan surgido como

consecuencia de la ejecución de las MD, se aplican a las mismas los criterios de alcance y selección de la IS-22 [21] para determinar aquellas que deben incorporarse al PGV.

Posteriormente, una vez identificadas las nuevas estructuras y componentes que entran dentro del Plan de Gestión de Vida como consecuencia de modificaciones de diseño, se repite sobre las mismas el proceso de RGE descrito en el presente informe, es decir, identificación de materiales y ambientes a que están expuestas, identificación de sus mecanismos y efectos de envejecimiento significativos y asignación de los PGE necesarios para la gestión de los mismos.

Las CN de Cofrentes, Ascó y Vandellós II además del proceso de actualización antes descrito, durante el desarrollo de una modificación de diseño y previamente a su implantación, analizan su potencial impacto en el Plan de Gestión de Vida.

Con respecto a la evaluación de los análisis de envejecimiento en función del tiempo, la IS-22 [21] exige que los titulares de las centrales deben identificar, para la primera solicitud de renovación de autorización de explotación por un periodo que supere su vida de diseño, todos los análisis y cálculos realizados que cumplen con las siguientes condiciones:

1. Están relacionados con las estructuras, sistemas y componentes (ESC) consideradas dentro del alcance de la gestión del envejecimiento.
2. Tienen en cuenta los efectos del envejecimiento en el tiempo.
3. Mantienen hipótesis de vida de diseño limitada.
4. Concluyen con la existencia de capacidad o no de las ESC para seguir funcionando, de acuerdo con sus funciones definidas, tras haber sobrepasado las hipótesis de vida de diseño limitada.
5. El cálculo o análisis fue considerado relevante por el titular en alguna evaluación de seguridad.
6. El cálculo o análisis forma parte de las bases de licencia actuales de la instalación.

La evaluación de los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) se debe realizar, según la IS-22 [21], mediante alguno de los métodos siguientes:

- La verificación de que los análisis y cálculos actuales siguen siendo válidos para el nuevo período de operación solicitado y, por tanto, no es preciso llevar a cabo un nuevo análisis.
- La reevaluación de los análisis y cálculos actuales para el nuevo período de operación solicitado y la verificación de que se cumplen los criterios de aceptación establecidos.
- La demostración de que los efectos del envejecimiento pueden ser gestionados de forma adecuada durante el nuevo período de operación solicitado mediante un programa de gestión del envejecimiento.

El capítulo X del NUREG-1801 [25] describe los programas con los que se pueden gestionar los AEFT identificados en la industria americana. Sin embargo, para aquellos

AEFT que los titulares hayan identificado como específicos de sus plantas, deben seguirse las directrices establecidas en el NUREG-1800 [24] y NEI-95-10 [26].

Por otro lado, como parte del desarrollo y posterior actualización de un PGE, las centrales nucleares españolas evalúan los resultados de los programas de I&D desarrollados y el estado del arte de las técnicas de monitorización e inspección que se aplican como parte del programa, con el fin de aplicar las mejores técnicas disponibles.

Las centrales nucleares españolas también han revisado y actualizado sus Planes de Gestión de Vida como consecuencia de cambios en el marco regulador. De hecho, los PGE incluidos en dichos PGV y desarrollados originalmente de acuerdo a la revisión 1 del NUREG-1801, del año 2005 se han actualizado posteriormente según la revisión 2 de 2010 de dicho documento de la NRC que incluye tanto la experiencia operativa americana actualizada como la internacional, fundamentalmente de la NEA.

Posteriormente a esta edición 2 del NUREG-1801, la NRC ha ido emitiendo los documentos License Renewal Interim Staff Guidance, mediante los cuales se continúa modificando o actualizando el contenido de dicha revisión 2 del NUREG-1801.

De acuerdo a lo requerido por el CSN, las centrales nucleares españolas han actualizado sus planes de gestión de vida para adaptarse al contenido de los documentos antes citados, de manera que actualmente se encuentran actualizados conforme al marco regulatorio.

Con respecto a la identificación de necesidades para investigación y desarrollo adicional, a petición del CSN, el Sector participa en el Grupo Técnico para iniciativas de I+D+i sobre fenómenos de degradación no previstos, cuyo objetivo es responder a la resolución del Congreso de los Diputados sobre mejorar el conocimiento de fenómenos de degradación no previstos inicialmente.

Por otro lado, las centrales nucleares españolas, a través de UNESA, mantienen su participación en el Programa Nuclear de EPRI como miembros de pleno derecho. Esta participación da acceso a los proyectos y productos considerados “base” de los Planes de Acción (Action Plans) que integran dicho Programa Nuclear, y que son los siguientes:

- Degradación y envejecimiento de los materiales.
- Fiabilidad del combustible.
- Gestión de residuos de alta actividad y del combustible usado.
- Ensayos no destructivos (END) y caracterización de materiales.
- Fiabilidad de equipos.
- Instrumentación y control.
- Tecnologías de seguridad y del riesgo, y sus aplicaciones.
- Residuos de baja actividad y gestión de la radiación.

Dentro del Programa Nuclear de EPRI, se desarrollan más de cien proyectos “suplementarios”, siendo dieciocho (18) en los que UNESA ha participado en el año 2015.

Con respecto a las revisiones del PGV como consecuencia de las Revisiones Periódicas de Seguridad, las centrales nucleares españolas también realizan un análisis de la gestión del envejecimiento dentro de dichas RPS de acuerdo a la guía de seguridad GS-1.10 [22] del CSN, tal y como se ha explicado en el apartado 02.1 del presente capítulo. Asimismo, también se realizará una actualización de los-PGV como consecuencia de las actividades de preparación de la documentación soporte para la operación a largo plazo.

Con respecto a la gestión de problemas nuevos o inesperados en los resultados de los PGE, tal y como se ha expuesto en el anterior apartado 02.3.3 del presente informe, cuando, mediante una actividad de inspección, se detecta una degradación inesperada, se toman las acciones oportunas (reparación, sustitución...) antes de que se produzca la pérdida de función propia del componente afectado, de acuerdo con las acciones correctivas definidas en el programa.

Asimismo, si llega a haber pérdida de función propia en algún componente, se realiza una evaluación de ingeniería y se determinan las acciones a realizar para su futura incorporación como propuestas de mejora al PGE.

Según el concepto del NUREG-1800 [24], una vez implantados, los PGE no deben ser entes estáticos, sino que a lo largo del tiempo deben aprender de la experiencia adquirida en su propia aplicación, es decir, ver cómo está funcionando el PGE y tratar de mejorarlo, adaptándolo a las circunstancias específicas de la planta en caso necesario. Para mejorar el PGE se requiere un “feedback” sobre si se tiene o no una prevención y detección oportuna de efectos de envejecimiento y sobre la implementación de acciones correctoras derivadas del PGE.

Con respecto a la evaluación periódica y medida de la efectividad de la gestión del envejecimiento, las plantas realizan informes de seguimiento periódicos de cada PGE con una periodicidad que varía en función de la frecuencia de las actividades. En dichos informes de seguimiento se recogen los resultados de las actividades del PGE y una evaluación de éstos, así como la identificación y análisis de la experiencia operativa interna y externa que pudiera haber afectado al PGE.

Con respecto a la evaluación de la efectividad de los procesos, conviene aclarar que en todas las centrales nucleares españolas se mide, mediante indicadores específicos de cada central, la efectividad del PGV a través del seguimiento y evaluación de las actividades definidas en los PGE.

Estos indicadores, tienen en cuenta la realización o no de las actividades del PGE, los resultados de dichas actividades y el impacto de las experiencias operativas relacionadas con dicho PGE.

02.5 Experiencia de los titulares de la aplicación del Plan de Gestión de Vida

Desde la década de los noventa, la denominada “gestión de vida” o “gestión del envejecimiento” ha supuesto un conjunto de actividades recurrentes en las centrales nucleares españolas, nacidas tanto de la propia explotación de la central como de la necesidad de dar respuesta a los requisitos reguladores, establecidos en los primeros

años por condiciones específicas en los permisos de explotación y, desde 2009, por la Instrucción del CSN IS-22 [21].

Las primeras actividades de gestión de vida tenían como principal objetivo mantener abierta la opción a la extensión de la explotación más allá de la vida prevista de diseño, con enfoques similares a los realizados en EE.UU. en las plantas pilotos para la aplicación del 10 CFR 54 [23]. Esto dio lugar al desarrollo, con el patrocinio de UNESA, de una metodología de gestión de vida inspirada principalmente en la experiencia americana. Sobre la base de esta metodología, las centrales españolas desarrollaron sus primeros programas genéricos de gestión de envejecimiento denominados “Planes de Gestión de Vida”, mediante los cuales se daba también respuesta a los requisitos del organismo regulador.

La citada metodología de UNESA constaba de las siguientes fases:

- Fase I

Selección de estructuras, sistemas y componentes que permite disponer de una lista ordenada de los componentes importantes para la Gestión de Vida y centrar los trabajos en aquellos componentes que, bien por su importancia para la seguridad, bien por la dificultad o coste de sustitución, o bien por su mayor riesgo de degradación, se consideran críticos para la Gestión de Vida.

- Fase II

Estudios específicos para identificar los principales fenómenos de degradación que afectan a los componentes importantes para la Gestión de Vida, así como los factores que influyen en la severidad de la degradación.

- Fase III

Revisión y optimización de los métodos de seguimiento del envejecimiento, con el fin de mitigar los fenómenos de degradación identificados. La condición de los componentes importantes para la Gestión de Vida se analiza en detalle para optimizar las prácticas de mantenimiento, teniendo en cuenta la susceptibilidad a determinados fenómenos de degradación, los métodos que pueden emplearse para controlar esta degradación y los procedimientos de planta.

- Fase IV

Seguimiento del consumo de vida de los componentes y estructuras.

- Fase V

Programa de acciones técnico-económicas, destinadas a proponer mejoras en la Gestión de Vida, modificaciones en la operación, optimización del mantenimiento, modernización o reparación de equipos, etc. Estos programas también deben considerar el momento óptimo para la realización de las distintas actuaciones.

En 2003 la decisión de NUCLENOR, titular de la CN Santa María de Garoña, de incluir en la solicitud del siguiente permiso de explotación una justificación técnica para la operación a largo plazo, soportada en el cumplimiento de los requisitos del 10 CFR 54 [23] y en la metodología aplicada al respecto en EE.UU., supuso un hito en el replanteamiento, tanto de la metodología utilizada en las centrales españolas para la gestión de vida, como para el establecimiento de criterios reguladores al respecto y la propia explotación a largo plazo, que se concreta en 2009 con la edición por el CSN de la “Instrucción del CSN IS-22 [21], sobre gestión de envejecimiento y operación a largo plazo”.

Más tarde, una vez que las centrales nucleares españolas han tenido desarrollada toda la metodología para la gestión del envejecimiento y se han ido implantando los correspondientes PGE, surgió la dificultad de realizar un control o seguimiento interno sobre dichos PGE debido al gran número de actividades de inspección, control y monitorización que incluyen. Por ello, los titulares han ido actualizando su organización a esa nueva realidad, definiendo nuevas estructuras organizativas, responsables de actividades relacionadas con la gestión del envejecimiento así como desarrollando herramientas tales como las bases de datos.

A continuación se muestra, para cada una de las centrales nucleares españolas, su experiencia en la aplicación del Plan de Gestión de Vida:

- CN Almaraz y CN Trillo

La CN de Almaraz y la CN de Trillo desarrollaron sus Planes de Gestión de Vida durante varios años según la metodología de UNESA antes mencionada, realizando los diferentes informes de Estudios de Fenómenos Degradatorios (EFD) y Estudios de Prácticas de Mantenimiento (EPM), por tipos de componentes.

Cambio de metodología en la CN de Almaraz y la CN de Trillo

En septiembre de 2005, el CSN remitió a la CN de Almaraz y la CN de Trillo, una serie de Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) sobre el análisis de aplicabilidad del suceso de degradación del sistema de agua de servicios esenciales que tuvo lugar en la CN de Vandellós II ese mismo año. En una de estas ITC el CSN solicitaba la revisión del Plan de Gestión de Vida, para verificar que no se había pasado por alto ningún efecto de envejecimiento en los ESC relacionados con la seguridad, y por tanto se garantizaba que todos estos efectos de envejecimiento estaban adecuadamente gestionados.

En respuesta a esta ITC, la CN de Almaraz y la CN de Trillo realizaron una revisión sistemática de sus planes de gestión de vida haciendo uso, para la identificación de los efectos y mecanismos de envejecimiento, de la metodología utilizada por las centrales americanas para preparar sus solicitudes de renovación de licencia según el 10 CFR 54 [23] y la guía NEI 95-10 [26].

Esta metodología fue luego refrendada por el CSN con la publicación en julio de 2009 de la instrucción IS-22 [21], que es la referencia actual de la industria nuclear

española para la Gestión del Envejecimiento, tanto dentro del periodo de la vida de diseño de la instalación, como para la operación a largo plazo. Este primer trabajo de adaptación a la nueva metodología terminó en marzo de 2007.

De este modo, al cambiar la CN de Almaraz y la CN de Trillo la metodología a seguir en la Gestión de Vida, sus planes de gestión de vida se adecuaron ya a los requerimientos del CSN respecto a la gestión del envejecimiento y al futuro cumplimiento de la IS-22 [21].

Posteriormente, durante los años 2007 a 2009, la CN de Almaraz y la CN de Trillo continuaron desarrollando diferentes trabajos relacionados con sus planes de gestión de vida, tales como el inicio del proceso de la formalización de los PGE y la actualización de la revisión de los efectos de envejecimiento.

Entre los años 2010 y 2016, la CN de Almaraz y la CN de Trillo han realizado diferentes trabajos dentro de los Planes de Gestión de Vida, como son:

- Revisión completa de su alcance siguiendo los criterios de la IS-22 [21], realizando la edición de los informes de alcance y selección por sistemas, que incluye los correspondientes planos de límites, y la actualización completa de la revisión de efectos de envejecimiento, teniendo en cuenta la última revisión del NUREG-1801 [25].
- Primera revisión sistemática de la experiencia operativa, tanto interna como externa, en el año 2010 y posteriores actualizaciones en los años 2012, 2014 y 2016.
- Finalización de la actividad de formalización de todos los PGE de la central con la edición de sus correspondientes manuales.
- Desde finales del año 2011 se viene realizando el seguimiento de la implantación y funcionamiento de los PGE en la central.

Actualmente, la CN de Almaraz y la CN de Trillo siguen manteniendo sus Planes de Gestión de Vida actualizados e implantados en sus centrales, recopilando y evaluando los resultados de las actividades realizadas dentro de sus PGE.

Desde el año 2015 para el caso de la CN de Almaraz y desde el año 2016 para el caso de la CN de Trillo, se han realizado trabajos de revisión y actualización del Plan de Gestión de Vida para adaptarse a los nuevos requisitos definidos en los documentos LR-ISG de la NRC.

- CN de Ascó y CN de Vandellós II

La CN de Ascó y la CN de Vandellós II, dentro de este ámbito, desarrollaron durante los años 1992 y 1994 la primera fase del proyecto “Sistema de Evaluación de Vida Remanente en CC.NN.LWR” en la que se estableció una metodología de Gestión de Vida, tomando como plantas piloto la CN Santa María de Garoña (BWR) y la CN de Vandellós II (PWR).

En la CN de Ascó y la CN de Vandellós II, previo a la emisión de la IS-22 [21], en 2009, se realizaron actividades de Gestión de Vida adaptando la metodología establecida para el proceso de Fiabilidad de Equipos ER, desarrollado a partir de la emisión del documento INPO-AP-913 en 2002. Este documento constituye la respuesta de la industria nuclear americana en el marco del modelo estándar de procesos (Standard Nuclear Performance Model, SNPM) del NEI, a los problemas en equipos y materiales.

Tras la emisión de la IS-22 [21], quedó establecida la obligatoriedad (apartado 5.2 de la instrucción) de desarrollar el PGV de acuerdo al modelo americano, por lo que la CN de Ascó y la CN de Vandellós II transitaron hacia dicho estándar y llevan desarrollándolo a partir de la entrada en vigor de la instrucción del CSN IS-22 [21].

Desde entonces, han emitido varias revisiones de los PGV y de las guías técnicas así como el procedimiento general que regula la implantación en todas las direcciones de la organización. Recientemente, han incorporado a sus PGV, como parte del proceso de actualización continua de los PGE, los requisitos de los documentos LR-ISG de la NRC.

- CN de Cofrentes

La CN de Cofrentes realizó la primera edición del Plan de Gestión de Vida en 1996 sobre la base de la denominada metodología UNESA y, desde 1998, emite anualmente un informe sobre las actividades de gestión de vida, de acuerdo a los requisitos establecidos por el CSN. Dentro de esta evolución y hasta la fecha, los hitos más relevantes en la aplicación del PGV han sido:

- En 2008 se edita la Rev. 8 del “Plan de Gestión de Vida”, que adapta la metodología UNESA a la experiencia de las aplicaciones de solicitud de renovación de licencia en EE.UU.
- En 2010 se edita la Rev. 9 del “Plan de Gestión de Vida” definido para el cumplimiento de los requisitos de la IS-22 [21].
- En 2010 se edita la Rev. 0 del procedimiento general “Desarrollo del Plan de Gestión de Vida de la CN de Cofrentes”, que documenta la implantación del Plan de Gestión de Vida en la organización de la CN de Cofrentes y desarrolla los indicadores de efectividad de los PGE.
- En 2011 se inicia la emisión periódica de los Informes de seguimiento de PGE, cuyos resultados son incorporados en los “Informes Anuales de Actividades de Gestión de Vida” requeridos por el CSN.
- En 2014, frente a la prevista operación a largo plazo, se define el Proyecto PIEGE para el desarrollo de las actividades requeridas para la solicitud de autorización de operación a largo plazo, desarrollando el correspondiente documento de Metodología de Implantación, al objeto de verificar los requisitos que se establecen en la IS-22 [21] para la operación a largo plazo.

- En 2016, se realiza una nueva evaluación de PGE frente a los programas genéricos (AMP) del capítulo XI de NUREG-1801 Rev.2 [25], para tener en cuenta los LR-ISG emitidos por la NRC desde 2011 (fecha de edición de la revisión 2 de NUREG-1801 [25]) hasta diciembre de 2016.

02.6 Proceso de supervisión por el regulador

El CSN establece en la IS-22 [21] los siguientes requisitos de informes que han de proporcionar las centrales españolas para su supervisión:

- Dentro del periodo de vida de diseño.
 - Con una periodicidad anual, un informe conteniendo las actividades del Plan de Gestión de Vida realizadas en el año anterior, referentes a vigilancia, control y mitigación de mecanismos de envejecimiento en los ESC dentro del alcance de la IS-22 [21].
 - Dentro de la documentación relativa a la RPS un análisis de los procesos de envejecimiento de la central, utilizando la información disponible en las actualizaciones de los PGV desarrolladas en el periodo decenal de la RPS.
- Para la solicitud del permiso de explotación para la operación a largo plazo.
 - Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE).
 - Propuesta de suplemento del Estudio de Seguridad, que debe incluir los estudios y análisis que justifican la operación a largo plazo de la central.
 - Propuesta de revisión de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento, que debe incluir los cambios necesarios para mantener las condiciones seguras de operación durante la operación a largo plazo de la central.
- Dentro del periodo de operación a largo plazo:
 - Con una periodicidad anual un informe conteniendo las actividades del Plan de Gestión de Vida a largo Plazo (PGV-LP) realizadas en el año anterior, referentes a vigilancia, control y mitigación de mecanismos de envejecimiento en el ESC dentro del alcance de la IS-22 [21].

Adicionalmente, la gestión del envejecimiento se encuentra dentro del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC), por lo que el CSN realiza a cada central una inspección periódica del Plan Base de Inspección, cada 2 años, del estado de implantación y desarrollo del Plan de Gestión de Vida, siguiendo las directrices de su procedimiento interno PT.IV.223 “Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de inspección)”. Además del seguimiento sistemático realizado mediante el Plan Base de Inspección, el CSN realiza evaluaciones de acuerdo al procedimiento interno PT.IV.105 “Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de evaluación)” y evaluaciones como consecuencia de las RPS presentadas hasta la actualidad, de acuerdo con el apartado 5.2 de la Guía de Seguridad GS-1.10 anterior a la revisión vigente.

Además, tal y como se ha indicado a lo largo del presente informe, en los informes anuales que los titulares de las centrales españolas remiten al CSN, se identifican los compromisos adquiridos en las inspecciones del CSN, para facilitar su seguimiento.

02.7 Evaluación del regulador del Plan de Gestión de Vida y conclusiones

En relación con el proceso de desarrollo del Plan de Gestión de Vida descrito en este capítulo, el CSN considera que la metodología aplicada por las centrales nucleares españolas cumple con los requisitos de la IS-22 [21] para las actividades de, identificación de las estructuras y componentes en alcance del PGV, la identificación de los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos sobre dichas estructuras y componentes y el desarrollo de los programas de gestión de envejecimiento necesarios para la mitigación y control de dichos mecanismos, y se encuentra asimismo correctamente documentado, por lo que dicho proceso se considera adecuado.

El CSN, como organismo regulador, revisa los Planes de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas en las inspecciones bienales que se realizan como consecuencia del Plan Base de Inspección del CSN. Para ello, el CSN ha desarrollado procedimientos específicos para la realización de las inspecciones y evaluaciones sobre la gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de las centrales nucleares españolas, en concreto los procedimientos, PT.IV.223 “gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de inspección)” [41] y PT.IV.105 “gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de evaluación)” [42] respectivamente.

Adicionalmente a estas inspecciones del CSN, los Planes de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas están sometidos a auditorías internas como consecuencia de sus propios procesos internos.

Los hallazgos, posibles mejoras y compromisos adquiridos como resultado de las inspecciones del CSN y las auditorías internas, se introducen dentro de los programas de acciones correctoras de las centrales nucleares españolas, y se documentan en los informes anuales que los titulares remiten anualmente al CSN en el primer semestre del año. De este modo se dispone de trazabilidad en la resolución de dichos compromisos en plazo y forma previstas o de las posibles desviaciones en el plazo de su resolución.

Como aspectos positivos (fortalezas) del proceso de desarrollo del PGV realizado por las plantas españolas, se consideran los siguientes:

- Cabe destacar la estructura organizativa, para la gestión de vida, que los titulares han establecido en las centrales nucleares españolas. El elemento clave sobre el que se basa esta organización es el Comité de Gestión de Vida, de carácter multidisciplinar, que favorece una comunicación fluida entre los distintos departamentos involucrados en la gestión del envejecimiento y que resulta fundamental a la hora de la implantación y seguimiento correcto de las numerosas actividades que componen los aproximadamente 40 PGE incluidos en cada una de los PGV de las centrales españolas. Asimismo, otra figura importante es la del responsable de la implantación

de los programas en planta, para realizar un seguimiento más cercano de todas las actividades que deben realizarse con cada PGE.

- Se valora asimismo positivamente la creación de bases de datos desarrolladas por los titulares que gestionan toda la información desarrollada en el proceso del PGV.
- Además, el CSN valora la elaboración de guías técnicas en donde se define la metodología a seguir para el desarrollo de las diferentes tareas que conlleva la gestión del envejecimiento: alcance y selección, proceso RGE, aplicación de EO, desarrollo de manuales de los PGE, elaboración de informes de seguimiento de los PGE, etc.
- Para los casos de la CN de Cofrentes, Ascó y Vandellós II, el CSN valora la elaboración de análisis previos de modificación de alcance del PGV durante el desarrollo de las Modificaciones de Diseño (MD), es decir, toda MD de planta será estudiada desde el punto de vista de cambios en el alcance o nuevos materiales en la gestión del envejecimiento previamente a su implantación.
- Los indicadores de efectividad de los programas, con los cuales se valora periódicamente de manera cuantitativa o cualitativa la efectividad de cada PGE, y por tanto el conjunto del PGV, también lo valora el CSN.
- También cabe citar el control de la implantación de los PGE que realizan las plantas a través de la elaboración de los informes de seguimiento periódicos de los mismos.

Como conclusión final, el CSN considera que los Planes de Gestión de Vida actualmente implantados, son adecuados para asegurar la gestión del envejecimiento de todas las ESC de las centrales españolas.

ANEXO AL CAPÍTULO 02

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3	XI.M1 ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC, and IWD	Todas las centrales	
Control químico del agua	XI.M2 Water Chemistry	Todas las centrales	
Inspección de pernos de cierre de la tapa de la vasija	XI.M3 Reactor Head Closure Stud Bolting	Todas las centrales	
Inspección y evaluación de defectos en soldaduras de componentes a la pared interna de la vasija	XI.M4 BWR Vessel ID Attachment Welds	CN Cofrentes	
ISI toberas de agua de alimentación	XI.M5 BWR Feedwater Nozzle	CN Cofrentes	
ISI tobera de la línea de retorno de los CRDs	XI.M6 BWR Control Rod Drive Return Line Nozzle	CN Cofrentes	
Control y mitigación de la corrosión bajo tensión (Nureg 0313 / BWRVIP-75)	XI.M7 BWR Stress Corrosion Cracking	CN Cofrentes	
ISI penetraciones de vasija (BWRVIP)	XI.M8 BWR Penetrations	CN Cofrentes	
Internos de vasija (BWRVIP)	XI.M9 BWR Vessel Internals	CN Cofrentes	
Programa de corrosión por ácido bórico	XI.M10 Boric Acid Corrosion	Todas las centrales menos Cofrentes	Sólo para centrales de tecnología PWR.

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Inspección de componentes de aleación de níquel y superficies próximas de acero al carbono en el circuito primario	XI.M11B Cracking of Nickel-Alloy Components and Loss of Material Due to Boric Acid-Induced Corrosion in Reactor Coolant Pressure Boundary Components (PWRs only)	Todas las centrales menos Cofrentes	Sólo para centrales de tecnología PWR.
Programa de fragilización térmica de la fundición de acero inoxidable (CASS)	XI.M12 Thermal Aging Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel (CASS)	Almaraz y Cofrentes	Ascó, Trillo y Vandellós II no tienen equipos dentro del alcance de este programa. En Cofrentes, las inspecciones requeridas para los componentes dentro del alcance de este programa son tratadas en el programa de inspección en servicio.
Programa de internos de vasija (PWR)	XI.M16A PWR Vessel Internals	Todas las centrales menos Cofrentes	Considera LR-ISG-2011-04. En el caso de la CN de Trillo, se utilizan las recomendaciones de la KTA-3204.
Programa de corrosión acelerada por el caudal (FAC)	XI.M17 Flow-Accelerated Corrosion	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2012-01
Programa de integridad de pernos	XI.M18 Bolting Integrity	Todas las centrales	
Programa de generadores de vapor	XI.M19 Steam Generators	Todas las centrales menos Cofrentes	Considera LR-ISG-2011-02 y LR-ISG-2016-01. Sólo para centrales de tecnología PWR.

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Sistemas de refrigeración en circuito abierto	XI.M20 Open-Cycle Cooling Water System	Todas las centrales	
Sistemas de refrigeración en circuito cerrado	XI.M21A Closed Treated Water Systems	Todas las centrales	
Grúas y equipos de manejo de combustible	XI.M23 Inspection of Overhead Heavy Load and Light Load (Related to Refueling) Handling Systems	Todas las centrales	
Vigilancia del sistema de aire comprimido	XI.M24 Compressed Air Monitoring	CN Cofrentes	Sólo en la CN de Cofrentes el Sistema de aire comprimido es de seguridad, y por tanto entra en el PGV. En el resto de centrales españolas, es un sistema de no seguridad y por tanto no aplica este PGE.

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
	XI.M25 BWR Reactor Water Cleanup System	CN Cofrentes	No aplica al verificarse que las tuberías, más allá de la segunda válvula de aislamiento son mayoritariamente de acero al carbono y por tanto no se las considera susceptibles a IGSCC bajo la condiciones de agua del reactor. Las tuberías de este sistema en la CN de Cofrentes en el alcance del PGV son tratadas en otros programas, tales como inspección en servicio, etc.
Protección contra incendios (seco)	XI.M26 Fire Protection	Todas las centrales	
Protección contra incendios (agua)	XI.M27 Fire Water System	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2012-02
Tanques metálicos sobre suelo	XI.M29 Aboveground Metallic Tanks	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2012-02
Control químico del gasóleo	XI.M30 Fuel Oil Chemistry	Todas las centrales	

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Vigilancia de la vasija del reactor	XI.M31 Reactor Vessel Surveillance	Todas las centrales menos Trillo	En la CN de Trillo existía un programa de seguimiento de irradiación de material de la vasija de acuerdo con KTA-3203, que se dió por finalizado en noviembre de 1991 al demostrarse que en 32 EFPY no se alcanzarían los límites de la normativa.
Inspecciones únicas	XI.M32 One-Time Inspection	Todas las centrales	
Programa de lixiviación selectiva	XI.M33 Selective Leaching	Todas las centrales menos Trillo	Considera LR-ISG-2015-01
Inspecciones únicas de tuberías pequeñas de clase 1	XI.M35 One-Time Inspection of ASME Code Class 1 Small Bore-Piping	Todas las centrales	
Seguimiento de superficies externas	XI.M36 External Surfaces Monitoring of Mechanical Components	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2012-02
Inspección de "thimbles"	XI.M37 Flux Thimble Tube Inspection	Todas las centrales menos Trillo y Cofrentes	A Cofrentes no le aplica por ser BWR. A Trillo no le aplica por no disponer de "thimbles" y utilizar otro sistema llamado "aeroball" para la determinación exacta de la distribución de la potencia del núcleo

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Inspección de superficies internas	XI.M38 Inspection of Internal Surfaces in Miscellaneous Piping and Ducting Components	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2012-02
Control físico-químico de aceites	XI.M39 Lubricating Oil Analysis	Todas las centrales	
Monitorización de materiales absorbentes neutrónicos distintos del Boraflex	XI.M40 Monitoring of Neutron-Absorbing Materials Other than Boraflex	Todas las centrales menos Cofrentes	
Vigilancia e Inspección de tuberías enterradas e inaccesibles.	XI.M41 Buried and Underground Piping and Tanks	Todas las centrales	Considera LR-ISG-2015-01
Inspección en servicio de la contención (metálico)	XI.S1 ASME Section XI, Subsection IWE	Todas las centrales	
Inspección en servicio de la contención (hormigón)	XI.S2 ASME Section XI, Subsection IWL	Todas las centrales menos Trillo	
Inspección de soportes	XI.S3 ASME Section XI, Subsection IWF	Todas las centrales	
Prueba de fugas de la contención	XI.S4 10 CFR 50, Appendix J	Todas las centrales	
Programa de muros de fábrica	XI.S5 Masonry Walls	Todas las centrales	
Vigilancia de estructuras	XI.S6 Structures Monitoring	Todas las centrales	
Inspección de estructuras hidráulicas	XI.S7 RG 1.127, Inspection of Water-Control Structures Associated with Nuclear Power Plants	Todas las centrales	
Programa de pinturas y recubrimientos	XI.S8 Protective Coating Monitoring and Maintenance Program	Todas las centrales	

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Vigilancia de cables eléctricos	XI.E1 Insulation Material for Electrical Cables and Connections Not Subject to 10 CFR 50.49 Environmental Qualification Requirements	Todas las centrales	
Vigilancia de cables de instrumentación	XI.E2 Insulation Material for Electrical Cables and Connections Not Subject to 10 CFR 50.49 Environmental Qualification Requirements Used in Instrumentation Circuits	Todas las centrales	
Vigilancia de cables de fuerza inaccesibles	XI.E3 Inaccessible Power Cables Not Subject to 10 CFR 50.49 Environmental Qualification Requirements	Todas las centrales	
Vigilancia de barras de fase	XI.E4 Metal-Enclosed Bus	Todas las centrales menos Trillo	
Inspección de portafusibles	XI.E5 Fuse Holders	Sólo a Cofrentes	Las centrales de Almaraz, Ascó, Trillo y Vandellós II no tienen componentes del tipo incluido en este programa.
Vigilancia de conectores eléctricos sin requisitos de calificación ambiental	XI.E6 Electrical Cable Connections Not Subject to 10 CFR 50.49 Environmental Qualification Requirements	Todas las centrales	
Programa de gestión de la fatiga	X.M1 Fatigue Monitoring	Todas las centrales	AEFT

PGE de las centrales nucleares españolas	AMP modelo del NUREG-1801	Aplicabilidad	Notas
Programa de gestión de tendones de contención	X.S1 Concrete Containment Tendon Prestress	Sólo a CN Ascó y CN Vandellós II	AEFT
Calificación ambiental	X.E1 Environmental Qualification (EQ) of Electric Components	Todas las centrales	AEFT
Programa de vigilancia de aisladores		CN Almaraz	Programa específico de planta
Vigilancia de climatizadores		CN Almaraz, CN Trillo, CN Ascó	Programa específico de planta
Vigilancia de Ascó II frente a los levantamientos del terreno		CN Ascó	Programa específico de planta
Vigilancia de aisladores y líneas aéreas de Alta Tensión		CN Ascó y CN Vandellós II	Programa específico de planta
Inspección de las líneas de descarga de las HCU		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Vigilancia de turbinas		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Inspección de haces tubulares de cambiadores de calor		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Vigilancia de superficies externas de acero inoxidable en el Pozo Seco		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Vigilancia de los sistemas auxiliares de los motores diésel		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Vigilancia de las unidades enfriadoras de agua esencial		CN Cofrentes	Programa específico de planta
Vigilancia de los paneles de muestreo		CN Cofrentes	Programa específico de planta

Tabla 02.2: Programas de Gestión del Envejecimiento de las centrales nucleares españolas

03. Cables eléctricos

03.1 Descripción de los programas de gestión de envejecimiento de cables eléctricos

Tal como se ha indicado en el anterior capítulo 02 de este informe en las centrales nucleares españolas existen diversos programas que gestionan el envejecimiento de los componentes pasivos y de larga vida. Algunos de estos programas son específicos para los cables eléctricos.

El proceso de definición y las principales características de dichos programas se describen en los siguientes apartados de este capítulo

03.1.1 Alcance de los programas de gestión de envejecimiento de cables eléctricos

El proceso de definición del alcance de los programas de gestión de envejecimiento (PGE) de cables eléctricos en la centrales nucleares españolas, comienza con la identificación de las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC), incluidas dentro del Plan de Gestión de Vida (PGV) de cada central, por cumplir los criterios de alcance definidos en la Instrucción IS-22 [21] del CSN y que se detallan en el apartado 02.3.1 anterior de este informe. Dichos criterios de alcance coinciden con los descritos en el 10 CFR 54.4 [23].

El alcance inicial de cables que requieren gestión del envejecimiento incluye todos aquellos cables que alimentan a los componentes de los sistemas eléctricos y mecánicos indicadas en el párrafo anterior y que participan en las funciones de seguridad de los mismos. Estos cables deben a su vez cumplir sus funciones propias.

De acuerdo a lo indicado en los documentos NEI 95-10 [26] y EPRI-1013475 [28], las funciones propias identificadas para los cables eléctricos son:

- **Aislamiento Eléctrico:** proporcionar aislamiento eléctrico para evitar cortocircuitos, pérdidas a tierra o fugas inaceptables de corriente.
- **Conexión Eléctrica:** proporcionar la conexión eléctrica a una sección determinada de un circuito eléctrico para suministrar el voltaje e intensidad especificados.

Las funciones propias anteriores son realizadas por el material de aislamiento de los conductores de los cables eléctricos y por los dispositivos de conexión de estos a los equipos.

La degradación por envejecimiento del aislamiento y dispositivos de conexión de los cables, puede conducir a la pérdida de dichas funciones propias, por lo que estos elementos se deben someter a un proceso de Revisión de la Gestión del Envejecimiento (RGE). Las cubiertas y pantallas de los cables cumplen únicamente la función de protección del aislamiento, por lo que no participan en la función propia del cable y no requieren dicho proceso RGE.

La degradación por envejecimiento puede producirse en cables y conexiones situados en zonas de la central cuyas condiciones ambientales son más severas que aquellas que pueden soportar los materiales degradables de los mismos.

De acuerdo a las guías de la industria (EPRI-1013475 [28], NEI 95-10 [26]) y al NUREG-1801 [25], los agentes degradantes a considerar sobre los cables y conexiones, son principalmente, la temperatura, la radiación y la humedad. Estos agentes afectan únicamente a los materiales orgánicos (aislamiento) de los mismos. El resto de elementos (conductor, conectores, bornas) son metálicos o inorgánicos y, salvo en los puntos de conexión a los equipos, no se ven afectados por dichos agentes degradantes. La revisión de la gestión del envejecimiento de las conexiones eléctricas, se realiza en base a los materiales inorgánicos o metálicos y ambientes de las mismas y da lugar a un programa de gestión de envejecimiento distinto e independiente al de los cables y que no forma parte del contenido solicitado para este informe.

En este informe los materiales orgánicos de las conexiones (cintas aislantes, manguitos Raychem, etc.) se consideran, en cuanto a la gestión de su envejecimiento, de la misma forma que el material de aislamiento del cable en el que están instaladas.

El número de los cables eléctricos y conexiones incluidos en el alcance de la IS-22 [21] es elevado, y se encuentran instalados en prácticamente todas las zonas de la central, presentando variedad en cuanto a localizaciones, ambientes, materiales y aplicaciones. Por esta razón, el método comúnmente empleado por las centrales nucleares españolas para identificar los cables y conexiones sin requisito de calificación ambiental, susceptibles de degradación y que por tanto requieren un proceso de RGE, es el denominado como “Análisis por Áreas”, aceptado formalmente por el NUREG-1800 [24], que sigue la metodología y criterios descritos en los documentos NEI 95-10 [26] y EPRI-1013475 [28]. Dicho proceso consiste en las actividades siguientes.

I. Identificación de las áreas de la central en las que existe un ambiente adverso para los cables y conexiones.

Siguiendo las directrices del NUREG-1801 [25], se considera ambiente adverso a aquel en el que se produce una exposición a valores de temperatura, radiación o humedad, que pueden afectar a las propiedades de los materiales del aislamiento de los cables eléctricos y sus conexiones y, en consecuencia, a la garantía de cumplimiento con su función propia. Los valores umbrales de temperatura y radiación a partir de los cuales se considera “ambiente adverso” son los correspondientes a las condiciones ambientales de diseño en operación normal de cada recinto de la central.

Los ambientes adversos sobre los cables y conexiones pueden ser, uniformes en toda el área analizada, o localizados (puntos calientes) cuando en una zona acotada se dan condiciones ambientales significativamente más severas que las del resto del área de su ubicación. Los ambientes adversos localizados se deben normalmente a focos puntuales de radiación o de emisión térmica, originados por cercanía a tuberías de alta energía, componentes con elevada temperatura de proceso, fuentes de radiación, funcionamiento anómalo de los sistemas de ventilación o fugas locales de vapor en equipos cercanos.

La identificación de los puntos calientes se realiza mediante recorridos por las distintas áreas de cada central, que se centran en aquellas ubicaciones donde la experiencia de operación y la documentación de la central (planos de diseño, mapas radiológicos, Informe de Calificación Ambiental), indica la posible existencia de condiciones ambientales muy severas. Con el fin de detectar puntos calientes en cables y conexiones cercanos a tuberías o focos de alta temperatura, se utiliza normalmente una cámara de termografía.

Algunas centrales nucleares españolas han utilizado las recomendaciones indicadas en la guía de UNESA E13/IT-02-0503 “Guía de Vigilancia del Estado de los Cables Eléctricos”, y en el procedimiento de UNESA ES13/IT-03-0903 “Procedimiento Técnico de identificación de Parámetros Ambientales y de Servicio”, para definir las zonas de ambiente adverso localizado y los recorridos de inspección para la identificación de los puntos calientes.

Otras centrales se han basado para lo anterior en las recomendaciones de los siguientes documentos de EPRI:

- EPRI-10033317 “Cable system Ageing Management”.
- EPRI TR-109619 “Guidelines for the management of adverse localized equipment environments”.

Adicionalmente, también se consideran como de ambiente adverso localizado aquellas áreas por las que discurren cables que puedan quedar sumergidos o sufrir una humedad significativa, tales como las conducciones subterráneas de cables (conductos, trincheras o galerías). Dichas áreas se identifican mediante la documentación de la central (documentos de diseño, planos de cableado y de sistemas, etc.), datos de experiencia de operación y resultados de las inspecciones de la Regla de Mantenimiento.

Una vez identificadas las áreas de ambiente adverso y partiendo de la documentación de planta (bases de datos de cables, diagramas eléctricos, y planos de rutado de cableado), se identifican aquellos cables y conexiones en alcance de la IS-22 [21], que se encuentran dentro de dichas áreas.

II. Identificación de los materiales de aislamiento de los cables eléctricos y conexiones de la central.

Para cada material de aislamiento de los cables y conexiones en alcance (obtenidos de las especificaciones de cables y otros documentos de la central) se determinan las denominadas “condiciones límite de operación”, es decir, los valores de temperatura y de dosis integrada máximos que puede soportar dicho material de aislamiento durante un periodo de tiempo determinado manteniendo las propiedades que garantizan el cumplimiento de la función propia del cable.

Las centrales nucleares españolas han utilizado al respecto las condiciones límite de radiación y temperatura, para un periodo de operación de 60 años, que se especifican en el EPRI-1013475 [28].

III. Realización del Análisis por Áreas con respecto a la radiación.

Para cada una de las áreas de la central identificadas como de ambiente adverso, se calcula la dosis integrada de radiación esperada en 60 años. Para ello se determina el valor de diseño (dosis a 40 años) y se multiplica por un valor de 1,5. Seguidamente, para cada uno de los cables y conexiones existentes en el área se compara el valor de dosis integrado a 60 años calculado, con el valor de dosis límite de su material de aislamiento, obtenido del EPRI-1013475 [28].

Para aquellos materiales de aislamiento cuyos valores de dosis límite no superen a los calculados para su área de ubicación, se considera que pueden sufrir un envejecimiento por exposición a la radiación que afectaría al cumplimiento de su función propia y que por tanto requieren de un proceso de RGE durante su vida instalada.

IV. Realización del Análisis por Áreas con respecto a la temperatura.

De forma equivalente a lo indicado en el punto anterior, para cada una de las áreas de la central en las que existe un ambiente adverso, se identifican las temperaturas de operación, los cables y conexiones existentes en las mismas y sus materiales de aislamiento.

Las temperaturas de operación para los cables energizados y sus conexiones se corrigen teniendo en cuenta el calentamiento resistivo, que de acuerdo al documento EPRI-1013475 [28] resulta en una temperatura máxima del aislamiento de 72°C para cables de fuerza a temperatura ambiente entre 40 y 50°C. El calentamiento resistivo no se considera relevante en los cables de instrumentación y control, donde las intensidades son bajas respecto a las de los cables de fuerza. Sin embargo, cuando dichos cables se instalan en bandejas junto a cables de fuerza, el calentamiento de estos últimos puede incrementar la temperatura del aislamiento del cable de instrumentación y control. El documento EPRI-1013475 [28] establece como valor de dicho incremento de temperatura, 12,5°C, para una temperatura ambiente de 40°C.

Para los cables energizados situados en puntos calientes las temperaturas de operación se calculan de forma similar a la antes indicada, teniendo en cuenta los incrementos de temperatura en su aislamiento por calentamiento resistivo.

Seguidamente, para cada cable y conexión se compara su temperatura de operación con el valor de "temperatura límite a 60 años" de sus materiales de aislamiento obtenido del EPRI-1013475 [28]. Aquellos cables y conexiones cuyos valores de temperatura límite no superen a los de temperatura de operación en su área de ubicación, se considera que pueden sufrir un envejecimiento, que afectaría al cumplimiento de su función propia y por tanto requieren un proceso de RGE durante su vida instalada.

V. Realización del Análisis por Áreas con respecto a la humedad.

Partiendo de la documentación de cada central (planos de disposición de edificios, galerías, canalizaciones, rutados de cables), se realiza un análisis para identificar aquellos cables existentes en galerías, conductos y canalizaciones subterráneas donde puede producirse una acumulación de agua que pueda llegar a sumergir los cables, o

bien, generar una concentración de humedad capaz de producir el fenómeno de descargas parciales por formación de “arborescencias” (water treeing) en el aislamiento. Aquellos cables identificados requieren de un proceso de RGE durante su vida instalada.

El método de Análisis de Áreas antes descrito ha sido el utilizado por las centrales nucleares de Almaraz I y II, Ascó I y II, Trillo y Vandellós II y como antes se ha indicado es aplicable a cables sin requisito de calificación ambiental.

No obstante y debido a la emisión de la NRC Regulatory Guide RG 1.211 y a los resultados de recientes programas internacionales de I+D (NEA-OECD, OIEA, NRC, JNES de Japón), descritos en los informes siguientes:

- SCAP Report: NEA/CSNI/R (2010)5: “Technical basis for Commendable practices on Ageing Management-SCC and Cable Ageing Project” (2011).
- IAEA Nuclear Energy Series Report NP-T-3.6: “Assessing and Managing Cable Ageing in NPP” (2012).
- CADAK PRG: “OECD Cable Ageing Data and Knowledge Project”. (2012-2014).
- SAND 2013-2388: “NPP Cable Materials: Review Of Qualification And Currently Available Aging Data For Margin Assessments In Cable Performance”.
- JNES-SS-0903: “Assessment of Cable Ageing for Nuclear Power plants” (2009).

y que han detectado incertidumbres en los valores de la vida calificada resultantes de la aplicación de las antiguas normas de calificación ambiental de cables (IEEE-Std-383-1974: “IEEE standard for Type test of Class 1E electrical Cables, Field Splices, and Connections for Nuclear Power Generating Stations”), el CSN ha recomendado a estas centrales la inclusión de los cables con requisito de calificación ambiental en el alcance de sus programas de gestión del envejecimiento.

La identificación de los cables con requisitos de calificación ambiental, sus características y materiales se obtienen, para cada central, de la información incluida en su Informe de Calificación Ambiental (ICA).

En el caso de la central nuclear de Cofrentes, también se ha utilizado el Análisis por Áreas antes descrito pero con las diferencias siguientes:

De acuerdo con las especificaciones de suministro de la central, todos los cables con aislamiento (cables de fuerza, control, instrumentación, etc.) incluyendo aquellos no importantes para la seguridad, corresponden a tipos calificados ambientalmente para una vida de 40 años, por lo que no deben degradarse durante dicho periodo, bajo las condiciones de temperatura y radiación correspondientes a la operación normal de la central.

La aplicación de lo anterior a la metodología del Análisis por Áreas en CN Cofrentes, resulta en que no se identifican en dicha central, áreas de ambiente adverso uniforme donde las condiciones ambientales de operación normal superen a los valores de temperatura y radiación para los que están calificados los cables durante 40 años.

Independientemente de lo anterior, la experiencia operativa y el programa de vigilancia de condiciones ambientales de la central, han detectado algunas áreas con ambiente adverso localizado, situadas en el Pozo Seco y el Túnel del Vapor, cuyos valores de

temperatura superan a los de calificación de los cables para 40 años. Consecuentemente los cables existentes en estas áreas de ambiente adverso localizado deben someterse a actividades de revisión de la gestión del envejecimiento.

Adicionalmente y como consecuencia de la revisión de la experiencia operativa en CN Cofrentes también se incluyen en el alcance de la revisión de la gestión del envejecimiento los cables de las penetraciones eléctricas del Edificio de Contención, situados dentro del recinto del Annulus, ya que en ciertos períodos de operación se han detectado en el mismo condiciones de humedad elevada, que han producido condensaciones sobre los cables que resultaron en fallos de los mismos.

Como resultado del proceso de Análisis por Áreas descrito, en cada central nuclear española se ha obtenido un listado de cables, con y sin requisito de calificación ambiental, que deben ser sometidos a un proceso de RGE durante su vida instalada.

Tras el periodo de operación de 40 años de las centrales nucleares españolas y en caso de solicitud de una licencia de operación a largo plazo, los cables con requisito de calificación ambiental deberán ser analizados nuevamente, para determinar si precisarán de actividades adicionales de RGE en el periodo de operación a largo plazo. Este nuevo análisis, denominado “análisis de envejecimiento en función del tiempo” (AEFT), se deberá realizar siguiendo los criterios de la IS-22 [21] y utilizando la documentación del proceso de calificación ambiental de los cables existente en cada central.

En la tabla 03.1 del anexo a este capítulo, se especifican los tipos de cables instalados en las centrales nucleares españolas, indicando su función, fabricante y los materiales de aislamiento y cubierta. En las tablas 03.2 y 03.3 de dicho anexo se identifican, para cada central, los tipos de cables que como resultado del proceso de alcance y selección realizado, requieren gestión de envejecimiento, así como sus materiales de aislamiento. Estos cables corresponden tanto a tipos calificados como no calificados.

Para realizar las actividades de revisión de gestión del envejecimiento de cables en las centrales nucleares españolas, estos se agrupan de acuerdo a criterios funcionales (cables de fuerza, control, instrumentación) y a criterios de localización (zonas con condiciones ambientales similares, Contención Primaria (PWR), Pozo Seco (BWR), Túnel de Vapor, zanjas y zonas exteriores, etc.), resultando los tres grupos siguientes:

Grupo 1- Cables sometidos a ambiente adverso por alta temperatura o radiación. Dentro de este grupo se incluyen cables, de potencia, instrumentación y control de baja tensión (0,3, 0,6 y 1kV) y media tensión (6 a 10 kV), con distintos materiales de aislamiento y situados en el interior de edificios.

- los cables del ejemplo 1 de la especificación TPR “cables de alta tensión de más de 3 kV sujetos a ambiente adverso”, se consideran en España como de media tensión, y la gestión de su envejecimiento se realiza dentro de este grupo 1.

Grupo 2- Cables de instrumentación de “alto voltaje y bajo nivel de señal” sometidos a ambiente adverso por alta temperatura o radiación. Dentro de este grupo, se incluyen

los cables, de aislamiento orgánico, de los sistemas de instrumentación nuclear (NIS) y los de los sistemas de medida de la radiación.

- los cables del ejemplo 3 de la especificación TPR, “cables de instrumentación de medida de flujo neutrónico”, están incluidos dentro de este grupo para la gestión de su envejecimiento.

Grupo 3- Cables de fuerza en localizaciones inaccesibles (zanjas, canalizaciones, galerías, conductos, etc.) susceptibles a inundación o humedad significativa. Dentro de este grupo se incluyen cables de fuerza de baja tensión de más de 380 V y cables de media tensión de 6 a 10 kV que alimentan a motores de bombas de distintos sistemas (Servicios Esenciales, Agua de Circulación, Protección Contra Incendios, etc.).

- los cables del ejemplo 2 de la especificación TPR, “cables de media tensión de 380 V a 3 kV, en zanjas o enterrados, están incluidos en este grupo, para la gestión de su envejecimiento.

03.1.2 Evaluación del envejecimiento de los cables eléctricos

El proceso de revisión de la gestión del envejecimiento aplicado por todas las centrales nucleares españolas sobre los cables eléctricos consiste en las actividades siguientes:

- Identificación de los mecanismos de envejecimiento significativos en los materiales de aislamiento de los cables.
- Identificación y evaluación de las prácticas de mantenimiento (inspecciones, pruebas y ensayos sobre los cables) existentes en cada central, para gestionar dichos mecanismos significativos de envejecimiento, aplicando las mejoras necesarias en su caso.
- Desarrollo de programas de gestión del envejecimiento (PGE), que incluyen las prácticas de mantenimiento anteriores, y su asignación a los distintos grupos de cables.

Identificación de los mecanismos de envejecimiento significativos y sus efectos para los cables

Una vez determinados los cables y conexiones que requieren gestión de envejecimiento, se identifican sus materiales de aislamiento, y los ambientes resultantes sobre los mismos en su ubicación en la central.

Teniendo en cuenta las combinaciones posibles de materiales de aislamiento y ambiente, se definen los diferentes Grupos de Revisión de Gestión del Envejecimiento (GRGE). Para cada grupo, a su vez, se identifican los diferentes mecanismos de envejecimiento aplicables y los efectos de envejecimiento resultantes sobre el material de aislamiento.

En todos los casos, las centrales nucleares españolas han definido los siguientes GRGE:

- material de aislamiento/aire ambiente exterior

- material de aislamiento/aire ambiente Interior
- material de aislamiento/aire húmedo

Los mecanismos de envejecimiento asociados a los GRGE anteriores se han identificado de acuerdo con la información del NUREG-1801 [25] y el EPRI-1013475 [28] y son los siguientes:

- Exposición térmica.
- Exposición a radiación (incluyendo radiación ultravioleta).
- Exposición a humedad en presencia de tensión eléctrica.
- Intrusión de Humedad.

Estos mecanismos producen los siguientes efectos de envejecimiento significativos en el aislamiento:

- Reducción de la resistencia de aislamiento por irradiación, (fragilización, agrietamiento, fusión y decoloración).
- Reducción de la resistencia de aislamiento por exposición térmica (fragilización, agrietamiento, fusión y decoloración).
- Reducción de la resistencia de aislamiento por intrusión de humedad.
- Reducción de la resistencia de aislamiento, daño localizado y rotura del aislamiento por exposición a tensión eléctrica bajo condiciones de humedad significativa o inundación (Formación de arborescencias de agua o “water treeing”).
- Cambio en las propiedades del material. Pérdida de continuidad del circuito.

La aplicación de lo anterior a los cables de los ejemplos de la especificación [1] del TPR es la siguiente:

Ejemplo 1: Cables de alta tensión de más de 3 kV sujetos a ambiente adverso. En el caso de las centrales españolas este ejemplo corresponde a cables de potencia de media tensión desde 6 a 10 kV con aislamientos de EPR, situados en interior o exterior de edificios, y cables con aislamiento de Kapton o Kerite, (en penetraciones eléctricas).

Ejemplo 3: Cables de instrumentación del sistema de medida del flujo neutrónico. En el caso de las centrales españolas este ejemplo corresponde a cables de instrumentación, de 300 y 600 V y cables coaxiales y triaxiales de distintos aislamientos, tales como XLPE, XLPO+Alkane Imida, ETFE, PVC o silicona, situados en los edificios de contención (PWR) y Pozo seco (BWR).

A estos cables (ejemplos 1 y 3) les afectan los siguientes mecanismos y efectos de envejecimiento:

- Reducción de la resistencia del aislamiento por exposición térmica y/o irradiación, (fragilización, agrietamiento, fusión y decoloración).

Ejemplo 2: Cables de 380 v a 3 kV enterrados o en zanjas. En el caso de las centrales españolas este ejemplo corresponde a cables de fuerza de baja tensión (380 V y 400 V),

con aislamientos de EPR, EPDM y XLPE situados en canalizaciones galerías o conductos subterráneos, en zonas exteriores a edificios en los que puede acumularse el agua.

A estos cables les afectan los mecanismos y efectos de envejecimiento siguientes:

- Reducción de la resistencia de aislamiento o daño localizado y rotura del aislamiento, por exposición a tensión eléctrica en presencia de humedad significativa o inundación, debido a la formación de arborescencias por agua “water treeing”, en el interior del aislamiento.

El criterio de aceptación del proceso de RGE para los cables y conexiones eléctricos, es que los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos identificados para los mismos deben gestionarse de forma adecuada mediante los correspondientes PGE, para garantizar el cumplimiento de sus funciones propias.

Como conclusión del proceso RGE de cables y conexiones realizado, las centrales nucleares españolas han desarrollado tres PGE de cables que se describen posteriormente en el apartado 03.1.3 de este informe, que están basados en los programas modelo AMP XI.E-1, AMP XI.E-2 y AMP XI.E-3, del NUREG-1801 [25] y que cumplen con los 10 atributos establecidos en el NUREG-1800 [24] y en la guía NEI 95-10 [26] para que el PGE sea efectivo.

Para la vigilancia del envejecimiento de las partes metálicas de las conexiones eléctricas, las centrales españolas han desarrollado así mismo un PGE específico, basado en el AMP XI.E-6, “Electrical Cable Connections not subject to 10 CFR 50.49” del NUREG-1801 [25]. Tal y como se ha indicado anteriormente este PGE queda fuera del alcance requerido para este informe.

Principales herramientas utilizadas en el proceso de la RGE

Para el desarrollo de las actividades generales del proceso de RGE, las centrales nucleares españolas han utilizado, básicamente la siguiente documentación de referencia:

- **10 CFR Part 54**, “Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants” [23]
- **NEI 95-10**, Rev. 6, June 2005. “Industry Guideline For Implementing The Requirements of 10 CFR Part 54-The License Renewal Rule”, June 2005 [26]
- **NUREG-1800**, Rev 2, “Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants”, December 2010. [24]
- **NUREG-1801, Rev. 2**, “Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report”, December 2010 [25]
- **EPRI-1013475**, “Plant Support Engineering: License Renewal Electrical Handbook”, February 2007. [28]

Para el desarrollo de los PGE de cables y conexiones se han utilizado los siguientes documentos:

- **R.G. 1.211**, “Qualification of Safety-Related Cables and Field Splices for Nuclear Power Plants”, U.S. NRC.

- **RG-1.218**, “Condition-Monitoring Techniques for Electric Cables used in Nuclear Power Plants”. U.S. NRC
- **RIS-2003-09**, “Environmental Qualification of low-voltage instrumentation and control cables”. U.S. NRC.
- **GL-2007-01**, “Summary Report, Inaccessible or Underground Power Cable Failures that Disable Accident Mitigation Systems or Cause Plant Transients”, November 12, 2008. U.S. NRC
- **NUREG/CR-7000**, “Essential Elements of an Electric Cable Condition Monitoring Program”
- **NUREG/CR-6704**, “Aging of cables, connections and electrical penetration assemblies used in Nuclear Power Plants”. June 1990.
- **NUREG/CR-5643**, “Insights Gained from Ageing Research”, U.S. NRC.
- **IEEE Std. 1205-2000**, “Guide for Assessing, Monitoring and Mitigating Aging Effects on Class 1E Equipment Used in Nuclear Power Generating Stations”.
- **IEEE, Std. 400-2001**, “IEEE Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems”, 2002.
- **IEEE, Std.400.3-2006**, “IEEE Guide for Partial Discharge Testing of Shielded Power Cable Systems in a Field Environment”, 2007.
- **IEEE, Std. 422-1977**, “IEEE Design and Installation of Cable Systems in Power Generating Stations”, 1977.
- **IEC270**, “High-voltage Test Techniques” Ed. 1 (1983).
- **SAND96-0344**, “Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants Electrical Cable and Terminations” September 1996.
- **EPRI 1006534**, “Infrared Thermography Guide” (Rev. 3). Mayo 2002.
- **EPRI 1003317**, “Cable System Ageing Management”. April 2002.
- **EPRI TR-109619**, June 1999, “Guideline for the Management of Adverse Localized Equipment Environments”.
- **EPRI 1003663**, “Integrated Cable Systems Aging Management Guidance. Low Voltage Cable”. January 2003.
- **EPRI 1003664**, “Medium-Voltage Cables in Nuclear Plant applications-State of Industry and Condition Monitoring”.
- **EPRI. 1020804**, June 2010, “Plant Support Engineering: Aging Management Program Development Guidance for AC and DC low-voltage, power cable systems for Nuclear Power Plants”
- **EPRI. 1020805**, June 2010, “Plant Support Engineering: Aging Management Program Development Guidance for Medium-voltage cable systems for Nuclear Power Plants”.
- **EPRI TR-103841**, July 1994, “Low-voltage Environmentally Qualified Cable License Renewal Industry Report. Assessment of environmental”.
- **Documento UNESA ES13/IT-02-0503**, “Guía de Vigilancia del Estado de los Cables Eléctricos”.
- **Documento UNESA ES13/IT-03-0903**, “Procedimiento Técnico de identificación de Parámetros Ambientales y de Servicio Críticos”.
- **Documento UNESA Nº ES13/IT-04-0903**, “Selección de Circuitos y Definición del Programa de Vigilancia”.
- **Documento UNESA Nº ES13/IT-06-0903**, “Procedimiento Técnico para la Caracterización Mecánica de Cables”.

- **Documento UNESA Nº ES13/IT-05-0903, “Procedimiento Técnico para la Caracterización Eléctrica de Cables”**

Principales documentos de las centrales (fabricación y operación)

- Especificaciones de suministro de los fabricantes de cables.
- Informe de Calificación Ambiental.
- Estudio final de Seguridad.
- Libros de referencia.
- Diagramas de circuitos eléctricos.
- Planos de tendido de bandejas de cables
- Dosieres de calificación ambiental de los cables.

Bases de datos de cables

Para la ejecución de las actividades de identificación del alcance de los cables y conexiones sometidos a gestión de envejecimiento, y posteriores actividades de RGE, cada central nuclear española dispone de una base de datos de cables en la cual están recogidos todos los cables con sus especificaciones de materiales, rutados, canalizaciones y conexiones. Esta base de datos permite realizar la selección de los cables y conexiones existentes en aquellas zonas con condiciones ambientales adversas que cumplen con los criterios descritos en el método de Análisis por Áreas.

Utilización de los resultados de programas de investigación y desarrollo, en las actividades de revisión de gestión del envejecimiento

En el año 2003 el CSN y UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica) iniciaron un proyecto conjunto de investigación (PCI) sobre el envejecimiento de los cables eléctricos en las centrales nucleares, que consta de las fases siguientes:

Fase 1. PCI ES-13: “Vigilancia del envejecimiento de cables eléctricos en centrales nucleares”.

El principal objetivo de esta fase del programa, desarrollada durante el año 2004, fue “definir una base común de actuación aplicable a todas las centrales nucleares españolas para la aplicación de programas sistemáticos de vigilancia del envejecimiento de sus cables”. Se pretendía que dichos programas estuvieran en línea con el estado del arte internacional sobre este tema y en particular con las recomendaciones y contenido del IAEA TECDOC-1188, “Assessment and Management of Ageing of Major NPP Components important to Safety: In-Containment I&C cables”.

Como actividad inicial se realizó una profunda revisión de la literatura nacional e internacional (IAEA, NUREG, EPRI, Sandia reports, documentos de la NRC, etc.) existente sobre envejecimiento de cables y se editó un informe al respecto.

Como conclusión básica de esta fase del programa se determinó que las técnicas de vigilancia de envejecimiento potencialmente apropiadas para los tipos de cables existentes en las centrales nucleares españolas eran: medida del módulo de compresión (Indenter), Termogravimetría (TGA), y tiempo y temperatura de Oxidación inducida (OIT, OITP).

Asimismo, se editaron los documentos siguientes para su aplicación por las distintas plantas:

- **Documento UNESA Nº ES13/IT-01-103:** “Informe de Evaluación del Estado de la Investigación y Desarrollo Nacional e Internacional”
- **Documento UNESA Nº ES13/IT-02-0903:** “Guía de Vigilancia del Estado de los Cables Eléctricos”.
- **Documento UNESA Nº ES13/IT-03-0903:** “Identificación de Parámetros Ambientales y de Servicio Críticos”.
- **Documento UNESA Nº ES13/IT-04-0903:** “Selección de Circuitos y Definición del Programa de Vigilancia”.
- **Documento UNESA ES13/IT-05-0903:** “Procedimientos Técnico para la Caracterización Eléctrica de Cables”.
- **Documento UNESA ES13/IT-06-0903:** “Procedimientos Técnico para la Caracterización Mecánica de Cables”.

Fase 2. PCI ES-24 “Aplicación de técnicas avanzadas de diagnosis de cables eléctricos de Centrales Nucleares”

El objetivo básico de esta fase del programa, desarrollada durante el periodo 2006-2009, consistió en determinar de una forma práctica la aplicabilidad de las técnicas de vigilancia del envejecimiento identificadas en la fase 1 anterior, para la vigilancia del estado de los cables existentes en las centrales nucleares españolas.

El proyecto se desarrolló mediante las actividades siguientes.

- Obtención de muestras de cables (nuevos y con envejecimiento natural) representativas de los instalados en las centrales españolas.
- Envejecimiento térmico y por radiación de dichas muestras, para periodos de 20, 40 y 60 años.
- Obtención de los valores de elongación a rotura (EAB) y tensión de rotura (TS) de las muestras envejecidas.
- Aplicación, de las técnicas seleccionadas, (Indenter, TGA, OIT, OITP) sobre las muestras envejecidas. Validación y ajuste de sus resultados.
- Comparación de los resultados de las técnicas aplicadas con los valores de EAB y TS correspondientes, obteniendo factores de correlación entre los valores de los ensayos y la degradación de los cables envejecidos.

Como resultados de esta fase del proyecto, se determinó el grado de aplicabilidad de las técnicas utilizadas a los distintos tipos de cables ensayados y su eficacia para identificar el envejecimiento de los materiales de aislamiento de los mismos. Se determinaron asimismo, para cada tipo de cable, los valores de referencia (criterios de aceptación) de los resultados de aplicación de cada técnica.

Fase 3. PCI ES-27: “Seguimiento y evaluación del estado de los cables eléctricos en las centrales nucleares españolas”.

Esta fase del programa se inició en el año 2014 y está siendo actualmente desarrollada por UNESA y las centrales españolas. El programa se realiza en respuesta a las recomendaciones del CSN para verificar la validez de los procesos de calificación ambiental de los cables, realizada de acuerdo a la IEEE-383-1974, como consecuencia de las “incertidumbres de dichos procesos de calificación” identificadas como resultado de recientes programas internacionales de investigación (OIEA, NRC, NEA, Japón JNES) sobre el envejecimiento de cables, (ver apartado 03.1.1 anterior de este informe).

El objetivo principal del programa es la obtención de indicadores de la condición (CI) para los cables, que permitan controlar de forma eficaz su estado de envejecimiento durante el periodo de operación a largo plazo (OLP).

Para ello se realizarán nuevos ensayos de calificación, limitando el efecto de las mencionadas incertidumbres, sobre una muestra representativa de los cables existentes en las centrales nucleares españolas.

Los ensayos se realizarán sobre muestras de cables con envejecimiento natural) extraídos de las centrales, completando su envejecimiento hasta 40, 50 y 60 años mediante ensayos de envejecimiento acelerado (térmico + radiación) con bajos factores de aceleración y tasas de dosis, aplicados en la secuencia más desfavorable posible. Posteriormente se aplicará el ensayo de radiación de accidente y finalmente los ensayos LOCA y Post LOCA.

Durante el proceso se extraerán muestras envejecidas a 40, 50 y 60 años y se aplicarán distintas técnicas de vigilancia (elongación a rotura, método Indenter, resistencia de aislamiento, índice de polarización, etc.) sobre las mismas, obteniendo sus valores antes y después del LOCA. De esta forma se determinará, para cada cable, su nivel crítico de degradación para la gestión de su envejecimiento durante el periodo de operación a largo plazo.

La fase de ensayos de envejecimiento se ha iniciado en el año 2017. El fin del programa está previsto para el año 2020.

Utilización de los resultados de la revisión de la experiencia operativa sobre los cables.

En la revisión de la experiencia operativa interna de las centrales españolas aplicable a los cables, se evalúa la información almacenada en el histórico de mantenimiento de cada central. De dicha revisión son de destacar los casos siguientes que motivaron cambios y mejoras en las actividades de gestión del envejecimiento de los cables:

CN de Cofrentes:

- Se detectó degradación en cables de EPR/CSPE de alimentación a actuadores eléctricos de válvulas motorizadas (MOVS). La degradación se produjo como consecuencia de focos de calor (por aislamientos de tuberías de alta energía degradados y fugas de vapor en equipos cercanos) combinados con tensiones mecánicas por doblado excesivo del cable en su conexión al actuador. Como consecuencia de lo anterior se realizaron las acciones siguientes:

- Se sustituyeron cables asociados en más de 150 actuadores Limitorque.
- Se implantaron mejoras en el programa de vigilancia de condiciones ambientales de la central.
- Se implantó un programa de revisión de aislamientos térmicos en tuberías y equipos.
- Se implantó un programa de vigilancia de fugas de vapor en equipos.
- Se implantó un programa para vigilancia de unidades de refrigeración.
- Cables de penetraciones eléctricas (General Electric) situadas en el recinto del “annulus” en las que se produjo intrusión de humedad, produciendo el fallo posterior de algunas válvulas de alivio (SRV).
 - Se cambiaron módulos de las penetraciones susceptibles al problema.
 - Se desarrolló un programa de vigilancia de las condiciones de humedad, en el “annulus”.
 - Se mejoraron las actividades de inspección (Medida de resistencia de aislamiento e Inspección visual) en los cables.

CN de Almaraz:

- Se ha observado agrietamientos en cables de fuerza de alimentación a penetraciones eléctricas, en los primeros años de operación del grupo 1.
- Se ha observado degradación en cables dentro del recinto de contención, en particular cables triaxiales, conectados a cámaras de detectores neutrónicos situados en pozos colindantes a vasija. Los cables afectados se sustituyeron.

CN de Trillo:

- Se han encontrado cables prematuramente envejecidos, en la alimentación de las solenoides piloto de válvulas de aislamiento y seguridad del sistema de vapor principal, debido a las altas temperaturas que alcanzan estas solenoides al estar continuamente energizadas y, adicionalmente, como consecuencia de la alta temperatura del vapor del proceso. Los cables se sustituyeron por nuevos cables que actualmente se cambian cada 6 años.
- Como consecuencia de la revisión de la experiencia operativa en centrales alemanas, se evaluó la posibilidad de aparición de secreciones o exudaciones en cables de baja tensión de PVC. El problema no se estimaba como genérico en Alemania y solo se había detectado en cables de algunos fabricantes y para determinados lotes/coladas de fabricación
 - En cualquier caso y como consecuencia de lo anterior CN Trillo ha incluido una nueva actividad dentro de su PGE de cables para realizar la inspección visual cada 10 años de una muestra de sus cables de PVC.

03.1.3 Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección para cables eléctricos

Como antes se ha indicado en el apartado 03.1.2 de este informe, las centrales nucleares españolas han desarrollado, los tres programas de gestión del envejecimiento siguientes, para su aplicación a la gestión de los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos identificados en los cables eléctricos.

PGE-1 “Vigilancia de Cables Eléctricos”, basado en el programa modelo XI.E-1 del NUREG-1801 [25] "Insulation material for electrical cables and connections not subject to 10 CFR 50.49 environmental qualification requirements”.

Este PGE es el aplicable a la gestión del envejecimiento de los cables del ejemplo 1 de la especificación TPR (Cables con Voltajes >3kV en ambiente adverso).

El programa se basa en la inspección visual periódica de una muestra de cables accesibles, representativa de los incluidos en el alcance del PGE, y elegida con los siguientes criterios:

- la muestra debe incluir cables representativos de las diferentes especificaciones de material de aislamiento y de los ambientes en los cuales están localizados.
- la información obtenida sobre el envejecimiento de los cables inspeccionados, debe ser representativa del estado del resto de cables con las mismas características.
- todos los cables de la muestra deben inspeccionarse al menos una vez cada 10 años.

Adicionalmente a la inspección visual y táctil y, para complementar sus resultados, las centrales españolas aplican dentro de este PGE, distintos ensayos eléctricos y /o mecánicos sobre los cables en su alcance, tal como se describe en la tabla 03.4 del anexo a este capítulo.

En el caso de la CN de Cofrentes, la metodología empleada para el desarrollo de este PGE es diferente y consiste en las fases siguientes:

- Aplicación de las actividades de inspección y vigilancia de cables, establecidas en las gamas y procedimientos de mantenimiento de equipos eléctricos (válvulas motorizadas, penetraciones eléctricas, cajas y paneles eléctricos, motores de baja tensión y media tensión). Estas actividades afectan a todos los cables en el alcance del PGE y consisten en inspección visual de los cables en sus tramos de conexión a los equipos o en medidas de resistencia de aislamiento e índice de polarización en los circuitos de alimentación a los motores. Estas gamas se aplican con una frecuencia aproximada de 2 años, si bien la frecuencia puede variar en función del plan de mantenimiento de cada equipo.
- Para aquellos cables en los que las inspecciones y pruebas anteriores detecten inicios de degradación, se realizan en función del tipo de cable, los “ensayos adicionales” siguientes:
 - Inspección visual.
 - Ensayos eléctricos: medidas de la resistencia de aislamiento, índice de polarización, Tg de δ o descargas parciales.

- Ensayos mecánicos: medida del módulo de compresión mediante el método Indenter.
- Si los resultados de los ensayos adicionales anteriores no cumplen los criterios de aceptación los cables afectados son incluidos en un “plan de sustitución de cables y conexiones envejecidas”, que se va implantando en los siguientes ciclos, de operación.

PGE-2, "Vigilancia de cables de instrumentación", basado en el programa modelo XI.E2 del NUREG-1801 [25] “Insulation material for electrical cables and connections not subject to 10 CFR 50.49 environmental qualification requirements used in instrumentation circuits”.

Este PGE incluye en su alcance a los cables de los sistemas de instrumentación nuclear interna y externa y de medida de la radiación, y es por tanto aplicable a la gestión del envejecimiento de los cables del ejemplo 3 de la especificación [1] TPR (cables del sistema de instrumentación de flujo neutrónico).

En el PGE y de acuerdo al programa modelo NUREG-1801 [25] se pueden utilizar dos métodos para identificar la degradación por envejecimiento sobre los cables.

- El primer método consiste en la evaluación de los resultados de los ensayos de calibración y/o de las pruebas de vigilancia del sistema de instrumentación (cables+conectores), de acuerdo a los procedimientos de la central. Las pruebas se complementan con inspección visual del estado de los cables y conectores.
- Cuando los ensayos de calibración o vigilancia no incluyan a los cables del sistema de instrumentación, o bien como alternativa a los mismos, se aplican ensayos eléctricos para detectar la degradación del aislamiento de los cables, tales como medida de la resistencia de aislamiento, índice de polarización o ensayos de reflectometría (TDR).

Las pruebas y ensayos anteriores se realizan cada recarga por lo que su frecuencia es variable para cada central (12 a 24 meses), si bien, todos los cables incluidos en el alcance del programa deben probarse al menos una vez cada 10 años.

La aplicación concreta de este PGE en cada central, para los cables del sistema de medida del flujo neutrónico, es la siguiente:

- En la CN de Cofrentes (BWR) se realiza la vigilancia de los subsistemas de Monitorización Neutrónica de Rango Fuente (SRM), Vigilancia de Rango Intermedio (IRM) y Monitorización Neutrónica de la Potencia Local (LPRM), situados en el Pozo Seco.
Se realizan inspecciones visuales de los cables, conectores y detectores y pruebas funcionales para verificar el comportamiento de dichos componentes, aplicando las gamas y procedimientos de mantenimiento siguientes:
 - Inspección de detectores SRM e IRM. Se comprueba el estado del aislamiento de los detectores de estos subsistemas, así como de sus cables y conexiones, para evitar fugas de corriente.
 - Revisión de los cables y conectores de SRM e IRM. Se realizan las pruebas para verificar que los cables y conectores de los canales de esos subsistemas, operan

según los requisitos especificados por el fabricante. Este procedimiento se aplica con una periodicidad de 1 recarga.

- Inspección de detectores LPRM. Se verifica el estado del detector, se comprueba el conexionado y el estado del cable y se mide la resistencia de aislamiento entre la pantalla del cable y tierra. Se aplica cada recarga.
- Obtención y comprobación de los parámetros y de la traza del cable. Se realizan medidas de resistencia óhmica, reactancia, factor de calidad, resistencia de aislamiento, índice de polarización y cálculo de la traza del cable analizado.

La frecuencia de aplicación de las actividades anteriores es de una recarga (2 años).

Los criterios de aceptación, quedan establecidos en las propias Gamas/Procedimientos, siendo específicos para los ensayos de los circuitos de cada detector.

- En las CN PWR, se vigilan los canales de medida del flujo neutrónico de rango fuente (SRM) intermedio (IRM) y potencia (PRM), realizando las actividades siguientes:

CN de Almaraz I y II: Pruebas de resistencia electrónica, corriente de fuga, sensibilidad, capacidad, caracterización de corriente continua y reflectometría en cada recarga (18 meses).

CN de Trillo: Se realiza una prueba funcional electrónica de los lazos completos del sistema una vez por recarga (12 meses). Algunos de los cables del sistema tienen aislamiento de tipo mineral y otros tramos se sustituyen con una frecuencia de 4 años por lo que no requieren gestión de envejecimiento.

CN de Vandellós II y CN de Ascó I y II: Se realizan las siguientes inspecciones y pruebas eléctricas sobre toda la longitud de los cables seleccionados y en la totalidad de los cables incluidos en el programa (NIS, lazos de rango potencia, intermedio y fuente) con una frecuencia de, al menos, una vez cada 6 paradas por recarga (9 años).

- Medida de la resistencia del aislamiento: se realiza la prueba a una tensión de 500 Vdc, tomando las siguientes medidas de resistencias:
 - Entre Conductor general y pantalla interior
 - Entre pantalla interior y exterior
 - Entre pantalla exterior y tierra
- Medida de Reflectometría (TDR).

PGE-3, "Vigilancia de Cables De Fuerza Inaccesibles", basado en el programa modelo XI.E3 del NUREG-1801 [25], "Inaccessible Power Cables Not Subject to 10 CFR 50.49 Environmental Qualification Requirements". Este PGE es el aplicable para la gestión del envejecimiento de los cables del ejemplo 2 de la especificación [1] TPR (Cables con Voltajes entre 380 V y 3kV enterrados o en canaletas).

El PGE de vigilancia de cables de fuerza inaccesibles tiene como objeto, proporcionar una seguridad razonable de que los cables de fuerza inaccesibles dentro de su alcance y que puedan estar expuestos a condiciones de humedad significativa, se mantendrán en

una condición que asegure el cumplimiento de su función propia. Por humedad significativa se entienden aquellas condiciones en que el cable está mojado o sumergido varios días. El PGE se basa en las actividades siguientes:

- Inspección, revisión, limpieza y reparación de todas las conducciones de cables (canaletas, conductos, arquetas, galerías, etc.) exteriores a los edificios o subterráneas, verificando su estado en cuanto a suciedad y deterioro de las mismas, existencia de agua y el correcto funcionamiento de los sistemas de desagüe y drenaje. Según el programa modelo del NUREG-1801 [25] esta actividad debe realizarse al menos una vez al año.
- Aplicación de ensayos eléctricos, para comprobar el estado del aislamiento de los cables, tales como Reflectometría (TDR), Resistencia de aislamiento e Índice de Polarización en el caso de cables de baja tensión y, adicionalmente, tangente δ y descargas parciales para los cables de media tensión. Todos los cables dentro del alcance de este PGE deben ensayarse al menos una vez cada 6 años.

A continuación se resumen las características de las distintas actividades (ensayos, pruebas e inspecciones) aplicados en los tres PGE antes indicados y que se incluyen en las tablas 03.4 y 03.5 de este capítulo.

La realización y programación de dichas actividades se realiza teniendo en cuenta el contenido del apartado B de la guía reguladora de la NRC RG-1.218 y el capítulo 3 del NUREG CR-7000. La aplicación práctica de los ensayos y pruebas eléctricas es realizada normalmente por el departamento de mantenimiento eléctrico e instrumentación de cada central. Las actividades de inspección visual y los ensayos mecánicos de los cables son realizadas, en la mayoría de los casos, por empresas especialistas contratadas.

Inspección visual y táctil:

Para la selección de la muestra de cables a inspeccionar, se utiliza la información obtenida previamente mediante walkdowns, para elegir aquellos cables más comprometidos en cuanto a su ambiente (puntos calientes), accesibilidad y materiales y los puntos concretos del cable donde realizar la inspección.

En la inspección pueden utilizarse lupas, cámaras de fotos o linternas y se realizan las actividades siguientes:

- Estudio de recorrido e identificación del cable.
- Control dimensional del cable.
- Inspección visual de la cubierta del cable con búsqueda de grietas, humedad, decoloración, depósitos, daños físicos, presencia de contaminación, aparición de exudaciones de materiales plastificantes.
- Comprobación del grado de rigidez del cable.

En el caso de aquellos cables no accesibles directamente para su inspección visual, por estar situados en el interior de conduits o bandejas, se intenta realizar dicha inspección en sus puntos extremos, en su llegada a penetraciones, cajas de conexión o equipos o

en los puntos de salida de la bandeja. En caso necesario se aplican ensayos eléctricos complementarios sobre el cable.

Cuando durante la inspección se comprueba que un cable previamente seleccionado no es físicamente accesible (interferido), o bien es impracticable realizar alguna de las pruebas, en alguno de los puntos de inspección programados, los PGE de cables de las centrales españolas incluyen provisiones para ampliar la muestra, seleccionando otro cable del mismo tipo, familia y ambiente similar, para su inspección.

Criterios de aceptación: no existencia de fisuras, grietas, decoloración, depósitos, daños físicos, rigidez mecánica, o humedad, que indiquen signos de deterioro del material de aislamiento del cable. Para facilitar la evaluación de resultados, algunas centrales (Almaraz, Trillo) disponen de “muestras patrón” de cables extraídos de la planta y sometidas a distintos escalones de envejecimiento térmico y por radiación.

Frecuencia: Las inspecciones visuales se realizan periódicamente durante las paradas de recarga, con una frecuencia variable según cada central (normalmente cada 2 paradas de recarga). Para los cables situados en puntos calientes la frecuencia puede ser inferior (cada parada de recarga).

Módulo de compresibilidad (método Indenter):

Mediante esta técnica, aplicada sobre la cubierta del cable, se mide el módulo de compresibilidad del aislamiento. Las medidas se realizan en distintos puntos del recorrido del cable y se aplican sobre 5 posiciones de cada sección elegida. La degradación del aislamiento se correlaciona con los valores medidos en la cubierta del cable. La geometría del cable y la temperatura y humedad presentes influyen en los resultados del ensayo. Tal como se ha comprobado en el Proyecto PCI ES-24, anteriormente mencionado, esta técnica es aplicable y efectiva para la mayoría de los materiales de los cables instalados en las centrales nucleares españolas.

Frecuencia: Normalmente el ensayo se aplica conjuntamente con la Inspección visual, cada 1 o 2 recargas.

Criterios de aceptación: Un aumento del valor del módulo sobre el de referencia indica degradación del aislamiento. Para la mayoría de materiales de los cables en las centrales españolas, se considera un valor de 20 N/mm, como el umbral de inicio de degradación (procedimiento de UNESA ES 13/IT-06-0903).

Resistencia de Aislamiento (RA) e Índice de Polarización (IP):

La medida de la resistencia de aislamiento mide la integridad dieléctrica del cable y es aplicable a cables de media y baja tensión y a todos los materiales de aislamiento. Consiste en la aplicación de una corriente continua en el cable mientras se registra el valor de la intensidad con el tiempo. La resistencia de aislamiento se determina como la resistencia calculada una vez transcurrido un minuto desde la aplicación de la tensión. Las condiciones de temperatura y humedad pueden afectar a los resultados del ensayo por lo que este aspecto debe tenerse en cuenta de cara a la exactitud de los mismos.

El índice de polarización (variación de medida de RA cada minuto en periodos de 10 min) es más efectivo que el RA para detectar agrietamientos por degradación térmica y por radiación, por humedad o por contaminación en los cables.

Frecuencia: Las pruebas se aplican ~~realiza~~ en la mayoría de las centrales, con frecuencia variable (cada 1 o 2 recargas).

Criterio de aceptación: las centrales nucleares españolas establecen un valor mínimo de resistencia de aislamiento calculado de acuerdo a distintos documentos: IEEE 43-1974 Procedimiento UNESA ES-13/IT-05-0903, etc.

Para la resistencia de aislamiento los valores de aceptación (megaohms) varían en función del tipo (baja o media tensión) y función (fuerza, control, instrumentación) del cable ensayado.

Para el índice de polarización se considera que valores de IP menores que 1, son indicativos de degradación del aislamiento.

Tangente de delta (Tg. δ):

En las centrales españolas esta técnica se utiliza en el diagnóstico de cables de media tensión. Consiste en la evaluación de las pérdidas dieléctricas del cable mediante la determinación de las intensidades capacitiva y resistiva obtenidas al aplicar una tensión al cable. La Tg. δ es el resultado del cociente entre la intensidad resistiva y la a intensidad capacitiva. Puede detectar grietas en el aislamiento inducidas por efectos térmicos o por radiación, daños mecánicos, arborescencias (water treeing), intrusión de humedad y contaminación superficial. Los ensayos se-realizan de acuerdo a los criterios de la IEEE Std. 400-2001.

Frecuencia: Se aplica con una frecuencia variable en cada central (1 o 2 recargas).

El criterio de aceptación se basa en el estudio de tendencias del valor calculado en ensayos sucesivos y su comparación con resultados de referencia en cables similares. El valor depende del tipo de aislamiento del cable, la variación del % de Tg δ (factor de disipación) no debe ser mayor del 1%.

Descargas Parciales (DP):

Es una técnica aplicable a cables de media tensión blindados y todo tipo de materiales de aislamiento y cubierta. Detecta fragilización inducida por efectos térmicos o radiación y efectos de arborescencias (water treeing). Es de fácil aplicación, no requiere acceso a toda la longitud del cable y localiza la posición de los defectos de aislamiento (posición de las descargas). Consiste en la determinación del nivel de descargas parciales producidas a través del aislamiento como consecuencia de la aplicación de tensión y la producción de la ruptura dieléctrica parcial y temporal de ese aislamiento. Los ensayos de realizan de acuerdo a los criterios de la IEEE Std. 400.3-2006.

Frecuencia: Se aplica con una frecuencia variable en cada central (1 o 2 recargas)

Criterio de aceptación: Valores indicados en IEEE Std 422-1977 y en las guías EPRI 1020804 (CABLES BT),y EPRI 3002000554, EPRI-3002000557 Y IEC-270 (CABLES MT)

Reflectometría (TDR):

Ensayo de diagnóstico para cables de baja y media tensión de todo tipo de materiales de aislamiento y cubierta. Consiste en la aplicación de pulsos de corta duración o escalones de tensión, que permiten localizar tramos defectuosos (agrietamientos inducidos por temperatura, radiación y efectos mecánicos o presencia de agua) en el recorrido del cable, que hayan podido ser detectados mediante otras técnicas de vigilancia.

Frecuencia: Se aplica con una frecuencia variable en cada central (1 o 2 recargas)

Criterios de aceptación

La determinación de los resultados del ensayo de reflectometría requiere una evaluación de ingeniería. Los resultados se deben comparar con el histórico de resultados de pruebas anteriores que se le hayan realizado al mismo cable o con un reflectograma de referencia. Como criterio de aceptación general se considera:

- Ausencia de aumentos bruscos de la traza de tensión, indicativos de un aumento de la impedancia característica o circuito abierto.
- Ausencia de disminuciones bruscas de la traza de tensión, indicativas de una disminución de la impedancia característica o cortocircuito.

03.1.4 Acciones preventivas y correctoras para los cables eléctricos

Acciones preventivas.

En relación a los Grupos de Ejemplo 1 y 3 de la especificación TPR (Cables de más de 3 kV situados en ambiente adverso y cables de instrumentación del sistema de flujo neutrónico) los programas de gestión del envejecimiento de cables de los programas modelo del NUREG-1801 requieren actividades de inspección y pruebas y no especifican acciones preventivas o de mitigación para la degradación por envejecimiento.

Sin embargo los programas de las centrales nucleares españolas PWR incluyen acciones tales como, la implantación de programas de vigilancia de las condiciones ambientales y la realización periódica de walkdowns, para la identificación de puntos calientes u otras incidencias relevantes en el recorrido de los cables. Estas actividades pueden considerarse como acciones preventivas para evitar o mitigar el envejecimiento de sus cables.

En el caso concreto de la CN de Cofrentes, sus programas de envejecimiento de cables incluyen específicamente actividades preventivas de mitigación de condiciones ambientales locales adversas sobre los cables, consistentes en la evaluación de los resultados de los programas siguientes:

- Vigilancia de condiciones ambientales de planta (temperatura y radiación). La toma de datos de temperatura se realiza, en meses representativos de cada estación del

año con una frecuencia diaria o semanal, mientras que la dosis de radiación recibida por los equipos se estima anualmente.

- Mantenimiento del aislamiento térmico de tuberías y equipos en cubículos de los edificios del Reactor, Auxiliar y Calentadores, donde se han identificado condiciones locales adversas.
- Mantenimiento de unidades enfriadoras. El funcionamiento correcto de las unidades de acondicionamiento de aire de las zonas identificadas con condiciones locales adversas, permite mantener la temperatura dentro de los límites establecidos en esas zonas.
- Identificación de fugas de fluidos que pudieran afectar al cableado.
- Vigilancia de condiciones de humedad en el annulus. Se verifica si existen fugas o condensaciones que puedan afectar a los módulos de las penetraciones o a su cableado. Esta tarea se realiza con periodicidad mensual.

En cuanto al Grupo de Ejemplo 2 de la especificación TPR, cables con Voltajes entre 380 V y 3kV enterrados o en canaletas, todas las centrales incluyen en sus PGE acciones periódicas para evitar que los cables inaccesibles se expongan a un nivel elevado de humedad, como por ejemplo la identificación e inspección de extremos de conductos de cable incluidos en el alcance y arquetas para recogida de y drenaje del agua, como proceda. La frecuencia de inspección para la recogida de agua se establece en función de la experiencia operativa específica de la planta en cuanto a humedad o inundación de los cables en arquetas (según la acumulación de agua con el tiempo y los sucesos, como fuerte lluvia o inundación). En cualquier caso, se realiza una inspección periódica al menos una vez al año. También se realizan pruebas periódicas, normalmente cada 15 días, del funcionamiento de las bombas y dispositivos de drenaje existentes en las canalizaciones de los cables.

Acciones correctoras.

Los programas de gestión de envejecimiento de las centrales españolas establecen que todos los resultados de las inspecciones y/o pruebas sobre los cables, que no cumplan con los criterios de aceptación de las mismas serán sometidos a una evaluación de ingeniería. Tal evaluación deberá tener en cuenta la antigüedad del cable y el ambiente de operación sobre el mismo, así como la severidad de la anomalía y si tal anomalía ha sido previamente relacionada con la degradación del aislamiento del conductor.

El responsable de la evaluación analizará las anomalías detectadas y definirá las acciones correctoras a tomar. Las acciones correctoras podrán incluir, la ejecución de inspecciones o pruebas adicionales, la instalación de protecciones u otra forma de mitigar el ambiente adverso, o bien reubicar o sustituir el cable o cables afectados.

En todas las centrales, las acciones correctoras sobre los cables se ejecutan a través de órdenes de trabajo y son controladas desde su inicio hasta su cierre por el sistema de gestión de mantenimiento de la central, a través del Plan de Acciones Correctoras (PAC).

Adicionalmente, todas las acciones anteriores están sujetas a los requisitos del Manual de Garantía de Calidad de la central, que cumple con lo establecido en el apéndice B 10 del código 10CFR 50

03.2 Experiencia de los titulares en la aplicación de los programas de gestión del envejecimiento de los cables eléctricos.

Las actividades de gestión del envejecimiento de los cables en las centrales españolas, se iniciaron a partir del año 2006 siguiendo la metodología de UNESA y a partir del año 2011 se comenzó la aplicación de los PGE realizados de acuerdo con el NUREG-1801 [25], en cumplimiento de la IS-22 [21] del CSN. Se tiene por tanto actualmente una experiencia limitada en cuanto a los resultados de implantación de dichos PGE.

En las centrales nucleares españolas y para cada uno de los 3 PGE de cables desarrollados se deben realizar informes de seguimiento con una periodicidad variable (1 a 3 años). En los informes de seguimiento se describen las actividades del PGE realizadas en el periodo considerado y una evaluación de sus resultados, se incluyen también los resultados de la revisión de la experiencia operativa interna y externa que pudiera haber afectado al PGE y, donde es aplicable, se establecen seguimientos y valoraciones de tendencias de parámetros específicos que evalúan la evolución de determinados efectos de envejecimiento.

Las evaluaciones incluidas en los informes de seguimiento de los PGE de cables, son la base para la actualización en continuo de los dichos PGE mediante la definición de mejoras en los mismos (mejoras de alcance, mejoras en actividades de inspección, etc.) que son controladas durante su implantación a través del programa de acciones correctoras de cada central.

Asimismo, en los informes de seguimiento se evalúa la efectividad de los PGE de cables a través de un indicador, por ejemplo en el caso de CN de Cofrentes, se trata de un indicador numérico "I_{pge}" (de 0 a 100), que valora, los resultados de la aplicación de las actividades del PGE; el estado de cumplimiento de dichas actividades y su correcto registro y la incorporación de los resultados de la revisión de la experiencia operativa interna y externa en las actividades del PGE.

El comportamiento observado hasta la actualidad en cuanto al envejecimiento de los aislamientos de los cables y conexiones, incluidos en el alcance de los distintos PGE, es similar en todas las centrales nucleares españolas y responde a lo esperado, sin haberse encontrado situaciones de envejecimiento generalizado que hayan requerido una atención especial o análisis detallados. En cualquier caso, se han detectado algunos casos aislados de degradación incipiente (endurecimientos, agrietamientos y decoloraciones en cubiertas) de cables localizados en ambiente adverso por temperatura y radiación, para los que se han aplicado las acciones correctoras necesarias (seguimiento de la degradación mediante nuevas inspecciones o ensayos, o sustitución del cable).

En el apartado 03.1.2 de este informe, en la parte correspondiente al uso de la experiencia operativa se amplía la información sobre los casos indicados y las acciones tomadas al respecto.

En cuanto a los cables subterráneos inaccesibles, situados en canalizaciones, galerías o conductos, en todas las centrales nucleares españolas se han detectado históricamente cables con evidencia de haber estado sometidos a condiciones de humedad pero en ningún caso un deterioro significativo por envejecimiento en los mismos. Para estos cables se programan actividades de seguimiento mediante inspecciones y pruebas en las siguientes recargas.

Por todo lo anterior, las centrales nucleares españolas consideran que los programas de gestión de envejecimiento de sus cables, son adecuados para su aplicación durante la operación remanente de las mismas, garantizando el cumplimiento de las funciones propias de dichos cables.

03.3 Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de los cables eléctricos.

En relación con el proceso de gestión del envejecimiento de los cables eléctricos de las centrales nucleares españolas descrito en este capítulo, el CSN considera que la metodología aplicada para las actividades de identificación de los cables que requieren RGE, identificación de los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos sobre los mismos y desarrollo y asignación de los programas de gestión de envejecimiento necesarios para la mitigación y control de dichos efectos y mecanismos, cumple con los requisitos de la IS-22 [21] y se encuentra asimismo correctamente documentado, por lo que dicho proceso se considera adecuado.

El CSN realiza un seguimiento de las actividades de gestión del envejecimiento de los cables eléctricos mediante evaluaciones e inspecciones realizadas periódicamente en cada una de las centrales nucleares españolas.

Las actividades de evaluación se realizan en base al contenido del “informe anual de gestión del envejecimiento” remitido por cada central en cumplimiento de la IS-22 [21], en el que se describen, entre otras, las actividades específicas (documentación, actualización e implantación), realizadas sobre los PGE de cables.

Por otra parte el CSN realiza inspecciones bienales a los Planes de Gestión de Vida de todas las centrales de acuerdo al Plan Base de Inspección establecido. En estas inspecciones, realizadas en los emplazamientos y desarrolladas de acuerdo al procedimiento PT.IV.223 [41] del CSN se realizan comprobaciones tanto a nivel documental como a nivel de implantación sobre una muestra de los PGE existentes en cada planta, entre otros, los correspondientes a los cables eléctricos.

El proceso de desarrollo de los actuales PGE de cables se inició, por parte de las centrales nucleares españolas, tras la edición de la IS-22 [21] en el año 2009 y posteriormente dichos PGE fueron actualizados para adaptarse a los requisitos del NUREG-1801 [25] rev.2 del año 2010. La implantación de las actividades de dichos PGE comenzó a partir del año 2012.

En las últimas inspecciones realizadas por el CSN a las centrales, a partir del año 2012, se han comprobado los informes emitidos por los titulares sobre las inspecciones específicas realizadas a los cables en cumplimiento de lo requerido por los correspondientes PGE, comprobando que todos ellos se encuentran actualmente

implantados y que en ningún caso se han detectado degradaciones de un nivel tal que pudiera comprometer el cumplimiento de las funciones propias de los cables afectados.

Como aspectos positivos (fortalezas) de los PGE de cables desarrollados por las centrales nucleares españolas se consideran los siguientes:

- Se valora la respuesta de las centrales a la recomendación del CSN de incluir dentro del alcance de sus PGE, los cables con requisito de calificación ambiental, dado que los mismos no están incluidos en el alcance de los programas modelo (AMP.XI-E1, AMP. XI-E2 y AMP XI-E3) del NUREG-1801 [25]. De esta forma es posible realizar un seguimiento de la condición real de dichos cables durante su vida de diseño, controlando las incertidumbres en cuanto a su vida calificada, identificadas en recientes programas internacionales sobre envejecimiento de los cables eléctricos.
- Así mismo se valora la realización de actividades de actualización y mejora continua de los PGE de cables aplicadas por todas las centrales, en base a la aplicación de los resultados de revisión de la experiencia operativa interna y externa y los resultados de programas específicos de I&D nacionales (PCI ES 13/ 24) e internacionales (IGALL [40]), a la incorporación de nuevos requisitos normativos y la incorporación de mejoras derivadas de la experiencia en la aplicación del propio PGE.
- Se valora también la realización de actividades sobre los cables, adicionales a las específicamente requeridas en los AMP modelo del NUREG-1801 [25], tales como la realización de walkdowns periódicos sobre el recorrido de los cables para la identificación de puntos calientes y la aplicación de ensayos (mecánicos y eléctricos) adicionales a la inspección visual requerida para los cables del PGE 1 “Vigilancia de cables”, descrito en el apartado 03.1.3 de este informe.

No obstante a lo anterior, se observan algunos aspectos en los que existe margen de mejora. En concreto, se deberían mejorar las actividades de vigilancia de los cables situados en el interior de conduits metálicos o interior de bandejas y no accesibles por tanto para su inspección visual. Aunque las centrales realizan ensayos eléctricos sobre estos cables, tales como la reflectometría que localizan espacialmente los defectos, otros ensayos como la RA e IP, son de eficacia cuestionable para cuantificar la degradación por envejecimiento en dichos tramos defectuosos. Estos aspectos podrían ser objeto de futuras actividades de investigación para determinar técnicas de vigilancia del envejecimiento efectivas sobre este tipo de cables.

En cualquier caso y como conclusión final, el regulador considera que los programas de gestión de envejecimiento de cables actualmente implantados son adecuados para asegurar el cumplimiento de las funciones propias de dichos cables durante su vida de servicio en las centrales nucleares españolas.

ANEXO AL CAPÍTULO 03

Tabla 03.1

Tipos de cables en las centrales nucleares españolas

Tipo de cable	Material de aislamiento	Material de cubierta	Fabricante
Potencia MediaTensión	EPR	AFUMEX	Pirelli
	EPR	NEO	Roque, Saenger; Pirelli
	EPR	CSPE	Pirelli, Saenger; Fercable
	EPDM	CSPE	Fercable
	BR	-	Desconocido
Potencia Baja Tensión	EPR	CSPE	Pirelli; Roque; Saenger; Cablenor
	XLPE	CSPE	Roque
	EPDM	CSPE	Habia-Fercable
	EPR	AFUMEX	Pirelli
	ETFE	CSPE	Ralocar
	EPDM	NEO	Cablenor
	AFUMEX	AFUMEX	Pirelli
Instrumentación y Control	XLPE	AFUMEX	Pirelli
	XLPE	CSPE	Saenger, Pirelli
	XLPE	NEO	Roque, Pirelli
	XLPE	EVA	Siemens
	PVC	PE	Pirelli
	PVC	PVC	Siemens
	EPDM	CSPE	Boston Insulated Wire; Fercable, Pirelli
	PTFE	-	Gore
	EXANE	EXANE	ITT
	EPR	PCP	Pirelli; Roque
	EPR	AFUMEX	Pirelli
	EPR	PE	Pirelli
	EPR	CSPE	Pirelli; Roque; Fercable
	ETFE	ETFE	Ralocar
	ETFE	AFUMEX	Pirelli
	AFUMEX	AFUMEX	Pirelli
ETFE	ETFE	System Cable	
Coaxial/Triaxial	XLPE	CSPE	Boston Insulated wire
	XLPE	XLPE	Rockbestos
	PE	PVC	Simple wire and cable Company
	ALKANE IMIDA	CSPE	RAYCHEM
Termopares	POL	SR	Pirelli
	EPR	CSPE	Pirelli
	XLPE	AFUMEX	Pirelli

Tipo de cable	Material de aislamiento	Material de cubierta	Fabricante
	XLPE	CSPE	Roque, Pirelli
	EPDM	CSPE	Boston Insulated Wire
	ETFE	CSPE	Boston Insulated Wire

GLOSSARY OF TERMS

Alkane-Imida: Poliamida Alifatica.

BR: Goma de Butilo.

CSPE: Polietileno clorosulfonado.

EPDM: Monómero de Etileno Propileno.

EPR: Goma de Etileno Propileno.

ETFE: Etileno Tetrafluoretileno

EVA: Etileno Vinil Acetato.

PE: Polietileno.

PCP: Policloropreno (Neopreno).

PTFE: Politetrafluor etileno.

PVC: Cloruro de polivinilo.

SR. Goma de silicona.

XLPE: Polietileno reticulado.

XLPO: Poliolefina reticulada.

EXANE: Nombre comercial de XLPO

AFUMEX: Nombre comercial de material específico de Pirelli, libre de halógenos y resistente a la llama. El Afumex usado como aislamiento de cables es material de base EPR con aditivos. El Afumex usado como cubierta de cables es material base de EVA con aditivos.

Tabla 03.2

Material aislamiento	CN Cofrentes					CN Ascó/Vandellós II				
	MV	LV				MV	LV			
		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX
EPR	*	*	*	*		*	*	*		
EPDM							*	*	*	
XLPE				*			*	*	*	
XLPO				*	*					
XLPO + Alkane/imida				*	*					
PVC								*	*	
Poliolefina									*	*
Polímero LE										*
EFTE/TEZFE L		*	*	*						
Silicona							*	*	*	
Rayoline					*					
Kapton (1)	*	*	*	*		*	*	*	*	

(1)- En penetraciones eléctricas, Conax y Auxitról

Tabla 03.3

Material aislamiento	CN Almaraz I y II					CN Trillo				
	MV	LV				MV	LV			
		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX
EPR	*	*	*	*		*	*	*		
EPDM				*						
XLPE		*	*		*					
EFTE/TEZFEL				*					*	
Exane II				*						
PVC									*	
Goretex-PTFE										*
PE									*	
polimero									*	*
Kapton (1)	*	*	*	*		*	*	*	*	

(1)- En penetraciones eléctricas, Conax y Auxitról

Tablas 03.4 y 03.5: Inspecciones, ensayos, pruebas sobre los cables eléctricos

	CN Almaraz I y II					CN Trillo				
	MV	LV				MV	LV			
		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX
Inspección visual	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Indénter Dureza		*	*	*			*	*	*	
Resistencia aislamiento	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Índice polarización		*	*	*			*	*	*	
Reflectrometría TDR		*	*	*			*	*	*	
Tg δ / pérdidas dieléctricas	*				*					
Descargas parciales	*				*					
Pruebas de vigilancia sistemas				*	*				*	*
Ensayos de calibración				*	*				*	*

	CN Cofrentes					CN Ascó I y II/ CN Vandellós II				
	MV	LV				MV	LV			
		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX		Power	Control	Instrum.	COAX/TRIAX
Inspección visual	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Indénte/ Dureza		*	*	*			*	*	*	
Resistencia aislamiento	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Índice polarización	*	*				*	*	*	*	
Reflectometría TDR					*	*	*	*	*	*
Tg δ / pérdidas dieléctricas	*					*				
Descargas parciales	*					*				
Corriente de fugas	*									
Pruebas de vigilancia sistemas				*	*					

04. Tuberías enterradas o de acceso restringido

04.1 Descripción del Programa de Gestión del Envejecimiento de tubería enterrada o de acceso restringido

Tal como se ha indicado en el anterior capítulo 02 de este informe en las centrales nucleares españolas existen diversos programas que gestionan el envejecimiento de los componentes pasivos y de larga vida. Algunos de estos programas son específicos para las tuberías enterradas o de acceso restringido.

El proceso de definición y las principales características de dichos programas se describen en los siguientes apartados de este capítulo.

04.1.1 Alcance de la gestión del envejecimiento para tubería enterrada o de acceso restringido

Las tuberías incluidas en el alcance de este capítulo son las tuberías enterradas y las que se encuentran bajo suelo con condición de acceso restringido, que cumplen los siguientes criterios:

- Las tuberías enterradas son aquellas que se sitúan a un nivel inferior a la cota del suelo que están directamente en contacto con el terreno o con el hormigón.
- Las tuberías bajo suelo de acceso restringido son aquellas tuberías cuya accesibilidad está restringida ya que requieren la retirada de elementos que impiden su acceso directo para inspección, como por ejemplo, las tapas de canalizaciones, arquetas, así como cualquier otro tipo de blindajes, carcasas o restricción.

En las centrales nucleares españolas para determinar el alcance del programa de tuberías enterradas e inaccesibles el titular de la instalación identifica primeramente las líneas de tuberías enterradas o de acceso restringido sujetas a la revisión de la gestión del envejecimiento; dicho proceso de identificación se describe a continuación de manera reducida, si bien el detalle del mismo se recoge en el capítulo 02 del presente informe.

Dado que los componentes de tipo de tubería enterrada o de acceso restringido cumplen con los criterios de selección de la IS-22 [21], por ser pasivos y de larga vida, todos los componentes identificados en la fase de alcance pasan a la fase posterior de revisión de la gestión del envejecimiento (RGE). La función propia asociada a las tuberías enterradas o de acceso restringido es la de “Envoltente a presión”, lo que implica mantener una envoltente retenedora de presión del fluido tal que se asegure un caudal requerido a una presión determinada, o bien se almacene un volumen sin fugas o bien que éstas se mantengan dentro de los límites establecidos por el diseño.

Los mecanismos y efectos de envejecimiento asignados a cada una de las combinaciones de materiales y ambientes existentes en los componentes de tipo tubería enterrada o de acceso restringido en las centrales nucleares españolas se describen en el apartado 04.1.2 de este capítulo.

Así mismo, cabe destacar que los tramos de tuberías no accesibles o con acceso restringido pueden estar asociados a cualquier sistema importante para la seguridad y

su identificación se basa, normalmente, en recorridos por planta (*walkdowns*) específicos de confirmación durante el proceso de alcance y selección de estructuras, sistemas y componentes (ESC). Esto es debido a que, en general, en los diagramas de flujo no se identifica con precisión la parte del sistema que queda enterrado o inaccesible.

Los materiales de las tuberías incluidas en el alcance de este programa son acero al carbono o inoxidable.

Las centrales nucleares españolas han realizado agrupaciones para la aplicación del proceso de RGE de las tuberías dentro del alcance de sus Planes de Gestión de Vida. Los criterios utilizados se asignan en función de que se gestione la superficie interna o externa de las tuberías, y que éstas sean enterradas o de acceso restringido.

Los sistemas que tienen tuberías enterradas o de acceso restringido, importantes para la seguridad y dentro del alcance de la gestión del envejecimiento, para cada una de las centrales nucleares españolas¹, se muestran en la tabla 04.1. En esta tabla se indica con un símbolo “x” si el programa aplicable del NUREG-1801 [25] es el AMP.XI.M41 (tuberías enterradas e inaccesibles) y con un símbolo “o” si el programa aplicable es el AMP.XI.M36 (superficies externas). En todos los casos se trata de tuberías de acero inoxidable o al carbono con recubrimiento exterior protector.

SISTEMAS DENTRO DEL ALCANCE	VA2	AS	AL	TRI	COF
Agua alimentación auxiliar	x o		x		
Almacenamiento y transporte de condensado	x o				x
Almacenamiento de Agua de Recarga	x	o			
Almacenamiento y transferencia combustible GGDE	x o	o	x	x	x
Protección contra incendios (agua)	x o	x o	x	x	x
Protección contra incendios (seco)		x			
Agua de servicios esenciales		o	x	x	
Agua desmineralizada	o		x		
Aspersión del núcleo a alta presión					x
Refrigeración del núcleo aislado					x
Agua de refrigeración de componentes		o			
Aire comprimido		o			
Pretratamiento, almacenamiento y transferencia de agua	o				

Tabla 04.1. Sistemas dentro del alcance del programa de tuberías enterradas e inaccesibles para cada central nuclear española.

¹ Abreviaturas: CN Vandellós 2 (VA2). CN ASCÓ I y II = (AS). CN Almaraz I y II = (AL). CN Trillo = (TRI).

Como se deduce de la tabla anterior, los sistemas más comunes que cuentan con tuberías enterradas o de acceso restringido en las centrales nucleares españolas son: protección contra incendios (PCI) agua, almacenamiento y transferencia de combustible (gasoil) para los generadores diésel de emergencia (GGDE), y agua de servicios esenciales (ESW).

Es de destacar que ninguna central española cuenta con tramos enterrados y similares que porten efluentes radiactivos que requieran gestión de envejecimiento.

Por último, tras haber realizado las fases de alcance y selección y RGE de las tuberías enterradas o de acceso restringido, se asignan los PGE del conjunto o catálogo de cada central correspondiente, para gestionar los efectos de envejecimiento significativos aplicables, tanto para la superficie exterior como para la superficie interior de las tuberías.

04.1.2 Evaluación del envejecimiento de tubería enterrada o de acceso restringido

En lo que respecta al proceso de revisión de la gestión de envejecimiento, se consideran exclusivamente las combinaciones material/ambiente de las tuberías seleccionadas. No se ha hecho diferenciación en base al tipo de sistema (agua de servicios esenciales, protección contra incendios, transferencia de gasoil de los diésel de emergencia, etc.).

El proceso que han llevado a cabo las centrales nucleares españolas para la RGE de los componentes tipo tubería enterrada o de acceso restringido consiste en:

- Identificación de los potenciales mecanismos y efectos de envejecimiento significativos aplicables a cada combinación de materiales y ambientes (tablas 04.2 y 04.3).
- Designación de los PGE adecuados para vigilar cada uno de los efectos y mecanismos significativos previamente identificados.

Para la identificación de los mecanismos y efectos de envejecimiento antes indicados, las centrales nucleares españolas han empleado principalmente la información procedente de:

- Los capítulos II a VIII del informe NUREG-1801 [25].
- LR-ISG 2015-01 “Changes to Buried and Underground Piping and Tank Recommendations”, y LR-ISG 2012-02 “Aging Management of Internal Surfaces, Fire Water Systems, Atmospheric Storage Tanks, and Corrosion Under Insulation”, de la NRC.
- Los resultados recopilados en los documentos de EPRI-1010639 “Non-Class 1 Mechanical Implementation Guideline and Mechanical Tools” [27].
- La experiencia operativa interna y externa.

Además de las referencias anteriores, las centrales de Almaraz y Trillo han utilizado:

- NEI 09-14 Rev. 3. Guideline for the management of underground piping and tank integrity. April 2013.
- BPWorks 2.1TM Build. 2.1.0. September 2012.

Asimismo, cada central utiliza documentación soporte particular, como por ejemplo, la normativa KTA para el caso de la central de Trillo que es de diseño alemán.

En relación con la identificación de los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos aplicables, las centrales dividen la gestión de los mismos en función de la superficie externa o interna de las tuberías.

04.1.2.1 Superficie externa

La tabla 04.2 muestra, para cada acero de las tuberías enterradas o inaccesibles y su ambiente exterior, los mecanismos y efectos de envejecimiento considerados en cada planta nuclear española.

Todos los potenciales mecanismos de envejecimientos asociados por el exterior de las tuberías enterradas e inaccesibles dan lugar a pérdida de material como efecto de envejecimiento.

MATERIAL	A. EXTERIOR	MECANISMO	EFECTO	VA2	AS	AL	TRI	COF	
Acero al Carbono	ENTERRADO	corrosión general	pérdida de material	X	X	X	X		
		corrosión intersticial							
		corrosión por picaduras							
		MIC							
Acero inoxidable	ENTERRADO	corrosión intersticial		X		X			
		corrosión por picaduras							
		MIC							
Acero al Carbono	AIRE/AIRE HÚMEDO (EN CANALETA) /INTEMPERIE	corrosión general		O	O	X	X	X	
		corrosión intersticial							
		corrosión por picaduras							
Acero inoxidable		AIRE/AIRE HÚMEDO (EN CANALETA) /INTEMPERIE		corrosión intersticial	O	O			X
				corrosión por picaduras					

Tabla 04.2. Mecanismos y efectos de envejecimiento. Superficie exterior

En la tabla anterior se indica con un símbolo “x” si el programa aplicable del NUREG-1801 [25] es el AMP.XI.M41 (tuberías enterradas e inaccesibles) y con un símbolo “o” si el programa aplicable es el AMP.XI.M36 (superficies externas).

Los análisis RGE realizados por las centrales nucleares españolas para identificar los efectos de envejecimiento en tuberías de acceso restringido, de tipo embebido en hormigón, han concluido que dichos efectos no son significativos. Estas conclusiones se basan en, la documentación de referencia EPRI-1015078 “Aging Effects for Structures and Structural Components” [29], ACI-318 (baja relación agua/cemento, baja permeabilidad e ingreso de aire) tal y como se establece en NUREG-1557 “Summary of technical information and agreements from Nuclear Management and Resources Council industry reports addressing license renewal”, en base a las características de los hormigones empleados a los que realmente están expuestas estas tuberías, y asimismo en base a la ausencia de experiencia operativa adversa. Por ello, para las tuberías que atraviesan paredes o muros de hormigón, las centrales españolas no han identificado efectos de envejecimiento que requieran gestión.

De la tabla anterior se deduce que:

- Las tuberías de acero al carbono y acero inoxidable, tanto enterradas como en canaletas o túneles, tienen los mismos mecanismos de envejecimiento salvo la corrosión general y corrosión inducida microbiológicamente (MIC).
- La corrosión general, intersticial y por picaduras provoca una pérdida de material en la superficie exterior tanto en tuberías de acero al carbono como inoxidable estén o no en contacto con el terreno.
- La corrosión general sólo afecta a tuberías de acero al carbono, estén o no en contacto con el terreno, y el MIC afecta a las tuberías de ambos aceros si están en contacto con el terreno.

Una vez identificados los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos indicados anteriormente, la gestión de los mismos se realiza mediante uno o varios programas de gestión de envejecimiento (PGE).

El PGE asignado por cada central para gestionar estos efectos y mecanismos de envejecimiento en la superficie externa de las tuberías enterradas o inaccesibles está basado en el AMP-XI.M41 “Buried and Underground Piping and Tanks”, en su versión revisada y recogida en el LR-ISG-2015-01, que se denomina en general ‘Vigilancia e inspección de tuberías enterradas e inaccesibles’.

En el caso de las centrales de Ascó y Vandellós II, además del AMP-XI.M41, se utiliza el programa basado en el AMP-XI.M36 “External Surfaces Monitoring of Mechanical Components”, según su versión revisada y recogida en el LR-ISG-2012-02, programa que se denomina “Seguimiento de superficies externas”, para aquellas tuberías subterráneas en galerías o similar, de fácil o difícil acceso; en el alcance del AMP.XI.M36 referente a este capítulo sólo se incluirán las tuberías de acceso restringido (en contacto con el aire). Por otro lado, las centrales de Almaraz y Trillo utilizan la metodología basada en el riesgo según la guía NEI 09-14 “Guideline for management of underground piping and tank integrity”, revisión 3, y el programa BPWorks 2.1.

A continuación se listan los programas de gestión del envejecimiento aplicables a la superficie externa de las tuberías, en cada central:

- CN Ascó y CN Vandellós II:
 - PGE-19 “Vigilancia e inspección de tuberías enterradas e inaccesibles”, para tuberías enterradas.
 - PGE-27 “Seguimiento de superficies externas”, para tuberías subterráneas en galerías accesibles, o en galerías de acceso no rutinario o restringido.
- CN Almaraz y CN Trillo: PGE-23 “Vigilancia e inspección de tuberías enterradas”.
- CN Cofrentes. PGE029 “Inspección de tuberías exteriores (bajo el nivel del suelo y aéreas)”.

La documentación empleada para desarrollar los análisis de detalle de los mecanismos y efectos de envejecimiento para la superficie externa de este tipo de tuberías en cuestión se basa en numerosa documentación de referencia, de la cual cabe destacar:

- **EPRI-1021175**, “Recommendations for an Effective Program to Control the Degradation of Buried and Underground Piping and Tanks”, December 23, 2010.
- **NFPA-25**, "Standard for the Inspection, Testing and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems", 2008.
- **NACE SP0169**, “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallica Piping Systems”, 2007.

Así mismo, según las características de cada central, se ha tenido en cuenta otra documentación como el documento de EPRI-3002000596 “Cathodic protection application and maintenance guide”, Vol. 1, Buried Piping, 2013, utilizado por las centrales que disponen de sistemas de protección catódica (SPC), como son las centrales de Ascó y Almaraz.

04.1.2.2 Superficie interna

La tabla 04.3 muestra, para cada material de las tuberías enterradas o de acceso restringido y su ambiente interior, los mecanismos y efectos de envejecimiento identificados en cada central nuclear española.

En esta tabla se indica con un símbolo “x” si el programa aplicable está basado en el programa modelo XI.M41 (tuberías enterradas e inaccesibles) del NUREG-1801 [25] y con un símbolo “o” si está basado en el programa XI.M36 (superficies externas).

MATERIAL	A.INTERIOR	MECANISMO	EFECTO	VA2	AS	AL	TRI	COF			
Acero al carbono	agua desmineralizada / TRATADA	corrosión general	pérdida de material	X O	O	X		X			
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
		erosión sólo AS&VA2									
		corrosión galvánica sólo COF									
	gasoil	corrosión general		X O	X O	X	X	X			
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
		corrosión inducida microbiológicamente (MIC) único mec. TRI&AL									
	CO ₂ y FE-13	corrosión general			X						
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
		ensuciamiento corrosión general									
	agua sin tratar	corrosión general		O		X	X	X			
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
		erosión sólo TRI&AL									
		corrosión acuosa bajo depósitos sólo TRI&AL									
		corrosión inducida microbiológicamente (MIC)									
	aire	corrosión general			O						
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
	Acero inoxidable	agua tratada		corrosión intersticial	X O	O			X		
				corrosión por picaduras							
aire		corrosión intersticial	O								
		corrosión por picaduras									
agua borada		corrosión general									
		corrosión intersticial									
		corrosión por picaduras									
	corrosión bajo tensión	agrieta- miento									

Tabla 04.3. Mecanismos y efectos de envejecimiento. Superficie interior.

En cuanto a los mecanismos de envejecimiento que pueden producirse por la superficie interior indicados en la tabla 04.3, se deduce que la corrosión general, intersticial, por picaduras y MIC son los mecanismos que provocan la pérdida de material de manera predominante en las centrales españolas. La corrosión por MIC sólo afecta al acero al carbono de tuberías cuyo fluido es agua sin tratar o gasoil. Cabe destacar que el efecto por agrietamiento en este tipo de tuberías sólo afecta a las que son de acero inoxidable y por las que circula agua borada.

Los PGE asignados para la gestión de estos efectos y mecanismos por el interior de las tuberías enterradas o de acceso restringido varían de una central a otra. La tabla 04.4, muestra los programas de gestión de envejecimiento (AMP, en sus siglas en inglés) modelo del NUREG-1801 [25] en los que se basan los distintos programas aplicados por las centrales españolas (PGE).

AMP NUREG-1801 aplicables a la superficie INTERIOR	VA2	AS	AL	TRI	COF
AMP.XI.M2 Control químico del agua	x		x		x
AMP.XI.M17 FAC & LR-ISG-2012-01 ²	x				x
AMP.XI.M20 Sistemas de refrigeración en circuito abierto		x	x	x	
AMP.XI.M26 Protección contra incendios (seco)		x			
AMP.XI.M27 Protección contra incendios (agua) & LR-ISG-2012-02	x	x	x	x	x
AMP.XI.M30 Control químico del gasóleo	x		x	x	x
AMP.XI.M32 Inspecciones únicas	x		x	x	
AMP.XI.M38 Inspección de superficies internas & LR-ISG-2012-02		x			

Tabla 04.4. AMP utilizados para la gestión de la superficie interna de las tuberías enterradas e inaccesibles.

El fluido que circula por el interior de la tubería determina, en general, el PGE aplicable para la gestión de los mecanismos y efectos de envejecimiento de la superficie interior de las tuberías enterradas e inaccesibles.

Por ejemplo, para las tuberías que transportan gasóleo se utiliza el AMP.XI.M30 para la vigilancia de la química del gasóleo que permite el control de la degradación de la superficie interior de las tuberías, ya sean aéreas, bajo suelo o enterradas.

Tal como se muestra en la tabla 04.4, de los ocho programas de gestión de envejecimiento aplicables para la vigilancia y control de las superficies interiores de las

² FAC = Flow-Accelerated Corrosion = Programa de corrosión acelerada por caudal. [LR-ISG-2012-01](#) "Wall Thinning Due to Erosion Mechanisms".

tuberías enterradas o inaccesibles, únicamente el PGE correspondiente al sistema de agua de protección contra incendios es aplicable en todas las centrales.

El programa AMP.XI.M32 sobre inspecciones únicas es utilizado para verificar la efectividad de otros PGE, que en este caso, correspondería con los programas de control químico del agua y control químico del gasóleo.

Las actividades asociadas a la gestión de los efectos de la tabla 04.4 son, principalmente, preventivas (monitorización y control de la química de los fluidos de cada sistema) así como de inspección periódica, de acuerdo a lo tipificado en el NUREG-1801 [25] o en los documentos LR-ISG editados por la NRC.

04.1.2.3 Experiencia operativa

La revisión de la experiencia operativa interna y externa está incorporada dentro de la sistemática del proceso de gestión del envejecimiento de las centrales nucleares españolas, como se muestra en el capítulo 02 del presente informe.

Como se ha descrito anteriormente, las centrales españolas periódicamente analizan una serie de documentos de experiencia operativa externa previamente seleccionados con el objeto de completar y verificar la consideración de los eventos identificados en la base documental de la gestión del envejecimiento.

Cabe destacar la participación de las centrales nucleares españolas y del CSN en el proyecto CODAP “Component Operational Experience, Degradation and Ageing Programme”, de la NEA, incluido en la tabla 02.1, cuyos eventos son tenidos en cuenta como experiencia operativa externa de cara a su interés al respecto en los programas de inspección en servicio y de gestión de vida.

Del análisis de dicha documentación, y para el caso concreto de las tuberías enterradas o de acceso restringido, las centrales españolas afirman que los programas actualmente implantados son adecuados para la gestión de los efectos postulados, reduciendo por tanto las posibilidades de perder las funciones de los sistemas.

Así mismo, tal y como se refleja en el apartado 04.4 de este capítulo, la revisión y evaluación de la experiencia operativa interna ha permitido a las centrales españolas confirmar, hasta el momento, la adecuación de los programas de tuberías enterradas e inaccesibles.

La experiencia operativa sobre tuberías enterradas e inaccesibles se incluye en los informes periódicos de seguimiento de los PGE correspondientes de cada central (PGE de tuberías enterradas e inaccesibles y PGE de superficies externas), en la cual se analiza su aplicabilidad por los responsables de cada PGE.

04.1.3 Monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección para tubería enterrada o de acceso restringido

En este apartado se separan las actividades de monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección para tubería enterrada o de acceso restringido, dependiendo de que su aplicación sea para la superficie externa o para la superficie interna.

04.1.3.1 Superficie externa

Las actividades aplicables por cada central para gestionar los mecanismos de envejecimiento que potencialmente pueden afectar a la superficie exterior de las tuberías enterradas o inaccesibles, se indican de forma resumida en la tabla 04.5.

En esta tabla se identifica con un símbolo “x” si el programa aplicable del NUREG-1801 [25] es el AMP.XI.M41 (vigilancia de tuberías enterradas e inaccesibles) y con un símbolo “o” si el programa aplicable es el AMP.XI.M36 (vigilancia de superficie exterior).

Como se observa en dicha tabla, las actividades relacionadas con este programa son diversas y varían de una central a otra, en función del alcance de su programa y las características de sus tuberías. Por ejemplo, en el caso de la central de Ascó se realizan inspecciones visuales tanto de oportunidad, mediante catas en tuberías enterradas, como inspecciones programadas para las tuberías que transcurren por zanjas o similar o a los tramos accesibles en las arquetas de las tuberías. También se monitoriza la bomba presurizadora del sistema PCI agua, así como se realizan pruebas de flujo para el sistema PCI agua y seco para la detección de fugas. Sin embargo, en el caso de la central de Cofrentes sólo se realiza inspección visual al 100% de las tuberías ya que en su programa únicamente se incluyen tuberías que transcurren en zanjas con tapas desmontables en todo su recorrido.

ACTIVIDADES SUPERFICIE EXTERIOR AMP.XI.41		VA2	AS	AL	TRI	COF
a	Monitorización de la bomba presurizadora PCI (agua)	x	x			
b	Inspecciones directas oportunistas	x	x		x	
c	Pruebas de flujo/presión	x	x	x		
d	Sistema de protección catódica		x	x		
e	Inspecciones visuales de tramos accesibles		x	x		
f	Inspecciones visuales operación a largo plazo		x	x	x	
g	Inspección de las aguas subterráneas			x		
h	Inspección por indicios de la traza de la tubería			x		
i	Inspección visual de tuberías en zanjas o similar	o	o			x

Tabla 04.5. Monitorización, inspecciones o pruebas asociadas al programa de tuberías enterradas e inaccesibles. Superficie exterior.

A continuación se describen las actividades tabuladas (a-i), detallando el método de monitorización, prueba o inspección, su frecuencia y sus criterios de aceptación:

a. Monitorización de la bomba presurizadora PCI (agua)

- Monitorización del número de arranques y tiempo de funcionamiento de la bomba presurizadora del sistema contra incendios (comprobación de las fugas).

- Frecuencia: continua o mensual.
- Criterios de aceptación: se evalúa cualquier variación en el funcionamiento de la bomba presurizadora. El personal cualificado que realice las evaluaciones deberá determinar si existen anomalías en relación al funcionamiento de la bomba del sistema contra incendios.

Como ejemplo, cada 12 horas no se debe superar los siguientes criterios, a no ser que exista cualquier situación conocida:

- Máximo de 2 arranques.
- Máximo de 15 minutos de funcionamiento de la bomba por arranque.

b. Inspecciones directas oportunistas

- Inspección visual directa realizada por personal cualificado, del material de relleno y del recubrimiento de las líneas enterradas que quedan accesibles por cualquier motivo. En caso de detectar indicaciones, la inspección se amplía a la propia línea.
- Frecuencia: no tienen una frecuencia establecida, debido a que, por su propia naturaleza, se realizan en caso de que se dé la oportunidad.
- Los criterios de aceptación:
 - Relleno: El relleno de las zanjas de tubería debe cumplir las condiciones indicadas en las especificaciones de diseño del emplazamiento. No es aceptable el relleno si se observa algún daño provocado por él sobre el recubrimiento y/o la tubería.
 - Recubrimiento: Son aceptables aquellos recubrimientos que mantengan la continuidad de la superficie recubierta, es decir, ausencia de metal base expuesto. Es admisible la existencia de pequeñas ampollas siempre y cuando estas sean un número reducido, se encuentren completamente rodeadas por revestimientos en buen estado ligados al sustrato y se aporte una justificación adecuada.
 - Material base y soldaduras/uniones: No es aceptable la existencia de ningún indicio de corrosión o de pérdida de material. En caso de detectarse indicaciones de este tipo, se requerirán análisis posteriores para evaluar el estado del componente.

c. Pruebas de flujo/presión

- Pruebas de presión periódicas sobre un volumen de prueba correspondiente a un porcentaje determinado para cada tipo de material (acero al carbono y acero inoxidable) al 110% de la presión de diseño del tramo de línea a probar durante 8 horas, para evaluar la integridad del sistema y la hermeticidad de los accesorios soldados.
- Frecuencia: cada 5 años al 25% de la muestra seleccionada repartiéndose de forma más o menos homogénea.
- Criterios de aceptación: se considera la prueba aceptable cuando no haya indicaciones de fugas no achacables a las válvulas frontera o un descenso de presión del volumen de inspección.

- En el caso de la central nuclear de Ascó se trata de una prueba de flujo para la detección de fugas para el sistema PCI agua y PCI seco.

d. Monitorización/Vigilancia de la protección catódica

- Lectura de parámetros de intensidad y tensión en las cajas rectificadoras, medida de consumo en los ánodos y de potenciales en las estaciones de prueba.
- Frecuencia:
 - Se toman medidas del consumo de los ánodos y de los potenciales en las estaciones de prueba cada dos meses en el caso de la CN de Ascó y se comprueba la efectividad de la protección catódica en la CN de Almaraz trimestralmente y anualmente.
 - Las inspecciones globales: frecuencia anual.
- Criterios de aceptación: la protección catódica es aceptable si se cumplen 2 de los siguientes criterios en el caso de la CN de Ascó:
 - Comprobación de que el potencial medido en zonas alejadas de la estructura de carácter catódico y en zonas próximas a ellas cumple con los valores especificados en el LR-ISG-2015-01.
 - Comparación de que el potencial medido con respecto al valor natural es aceptable (sistema de protección catódica fuera de servicio).
 - Comprobación de la entrada de corriente en probetas.
 - Medición de despolarización en probetas tras una hora de desconexión a la estructura.

Según las recomendaciones de la norma aplicable, NACE SP0169-2007, la protección catódica se considera adecuada siempre que las medidas de potencial se encuentren dentro de los valores esperados.

e. Inspección visual de tramos accesibles

- Inspección de los tramos de tuberías accesibles, tales como los internos a arquetas o las entradas de tuberías aéreas en zonas enterradas, para:
 - Identificar zonas sumergidas y/o posibles fugas de la tubería enterrada (humedad o manchas de óxido de la armadura en las paredes, arqueta inundada, etc.).
 - Identificar problemáticas en tramos de tubería accesibles dentro de las arquetas (superficie externa de la tubería corroída u oxidada en la zona de los pasamuros, etc.).
- Frecuencia: cada 5 años.
- Criterios de aceptación: según criterio de ingeniería.

f. Inspecciones visuales antes de la operación a largo plazo

- Antes de entrar la planta en operación a largo plazo (OLP) se realizan inspecciones directas (mediante catas) a las tuberías enterradas para comprobar su estado. Se realiza una cata en uno o varios tramos de tubería en la que se descubren al menos 3 metros de tubería y se comprueba el estado general del terreno, así como la

presencia de humedad o de partículas pertenecientes al recubrimiento protector. Se comprueban también las conexiones y tornillos para detectar imperfecciones.

- En el caso de que tras las inspecciones visuales se detecte, que en algún área de la línea, el recubrimiento protector ha perdido su función propia, se llevan a cabo inspecciones volumétricas.
- Frecuencia: cada 10 años en una selección de puntos.
- Criterios de aceptación:
 - Aceptable: si no se presentan signos de degradación, pérdidas de material o signos de corrosión.
 - Aceptable con deficiencias: cuando se identifican signos de degradación, pero no se detectan signos de corrosión o pérdidas significativas de material. Las deficiencias deben dar lugar a acciones correctoras a medio plazo.
 - No aceptable: en el caso de que sí se detecten degradaciones (corrosiones o pérdida de material). En general se requiere el análisis por parte de personal especialista para evaluar el estado del componente y definir acciones correctoras a corto plazo.

g. Inspecciones de las aguas subterráneas

- Comprobación de que los niveles freáticos y los parámetros químicos son adecuados.
- Frecuencia: análisis químico de las aguas subterráneas que se lleva a cabo cada 3 meses.
- Criterios de aceptación: los parámetros químicos de las aguas subterráneas deben encontrarse entre los valores esperados de acuerdo con los procedimientos de planta.

h. Inspección por indicios

- Inspecciones de las condiciones de la superficie del terreno por donde transcurre la tubería enterrada para detectar signos de humedad, hundimiento del terreno, etc.
- Frecuencia: para el recorrido completo se realiza con una periodicidad de 3 años.
- Criterios de aceptación: en los recorridos, cada indicio identificado se evalúa de manera independiente.

i. Inspección visual de tuberías en zanjas o similar

- Inspección visual de la superficie externa del 100 % de las tuberías situadas en zanjas o similar (tuberías de acceso restringido no enterradas) dentro de las zonas donde la zanja dispone de tapas desmontables.
- Frecuencia: dependiendo de la central, puede ser bienal o quinquenal. Esta frecuencia puede ser modificada, hasta una vez cada 10 años, mediante evaluación de seguridad basada en los resultados de inspecciones anteriores.
- Criterios de aceptación:
 - Aceptable: aquellos componentes que no presentan ninguno de los signos de degradación indicados en la tabla 04.2. Por ejemplo, se considera aceptable un

componente mecánico metálico con superficies pintadas cuando todo el recubrimiento o pintura mantiene su continuidad en el 100% de la superficie del componente (ausencia de metal base expuesto a la atmósfera o aire exterior).

- Aceptable con deficiencias: cuando el componente no cumple lo anterior pero, tras una evaluación posterior o ensayo complementario (VT-1, UT, etc.), se determina que los defectos detectados no comprometen la funcionalidad y/o integridad del componente durante el periodo existente hasta la próxima inspección.
- No aceptable: cuando el componente no cumpla con su función o cuando los defectos detectados comprometen la funcionalidad y/o integridad del componente en un periodo menor al de la próxima inspección del mismo.

Todos los resultados que derivan de las actividades anteriores se registran para realizar evaluaciones transversales y análisis de tendencias periódicas (por ejemplo, tiempos de funcionamiento de la bomba presurizadora), que permitan identificar condiciones degradadas incipientes y tomar acciones de forma anticipada.

04.1.3.2 Superficie interna

La gestión de la degradación de la superficie interior de las tuberías se lleva a cabo de acuerdo a la metodología descrita en los programas modelo del NUREG-1801 [25], en función de la naturaleza de los fluidos que circulan por las líneas enterradas incluidas dentro del alcance de la revisión de la gestión del envejecimiento.

La tabla 04.6 muestra los AMP del NUREG-1801 [25] o los LR-ISG en los que se establecen las bases para los PGE asociados a la vigilancia de la superficie interna de las tuberías enterradas o inaccesibles por sistemas, aplicados por las centrales españolas.

AMP.XI	M2 Control químico del agua	M17 FAC & LR-ISG- 2012-01	M20 Circuito abierto	M26 PCI seco	M27 PCI agua & LR-ISG- 2012-02	M30 Control químico del gasoil	M32 Inspecciones únicas	M38 Superficies internas & LR-ISG- 2012-02
Sistemas								
Agua de alimentación auxiliar	x						x	
Alm. y transporte condensado	x				x		x	
Alm. de agua de recarga	x						x	
Combustible GGDE						x	x	
PCI agua		x			x			

Sistemas	AMP.XI	M2 Control químico del agua	M17 FAC & LR-ISG-2012-01	M20 Circuito abierto	M26 PCI seco	M27 PCI agua & LR-ISG-2012-02	M30 Control químico del gasoil	M32 Inspecciones únicas	M38 Superficies internas & LR-ISG-2012-02
PCI seco (CO2 y FE-13)					X				X
Agua desmineralizada		X							
Aspersión del núcleo a alta presión		X							
Refrigeración del núcleo aislado		X	X						
Agua de servicios esenciales				X					

Tabla 04.6. AMP.XI aplicables a la superficie interior por sistemas dentro del alcance.

En cuanto a las actividades de control, inspección y mitigación, frecuencias y criterios de aceptación, para los mecanismos degradatorios postulados en la superficie interna de las tuberías enterradas o de acceso restringido se puede indicar, de forma general, que:

Los programas preventivos de química del agua y química del gasoil siguen las indicaciones de las guías de química de EPRI en su última revisión³, y de los estándares ASTM D 4057-95 "Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products", ASTM D 6304-04 "Standard Test Method for Determination of Water in Petroleum Products, Lubricating Oils and Additives by Coulometric Karl Fischer Titration", ASTM D 2276-00 "Standard Test Method for Particulate Contamination in Aviation Fuel by Line Sampling", ASTM D 2709-96 "Standard Test Method for Water and Sediment in Middle Distillate Fuels by Centrifuge", respectivamente, tal y como se establece en NUREG-1801 [25].

Así mismo, las inspecciones realizadas a las superficies interiores de las tuberías tienen el objetivo de vigilar la integridad, bien del recubrimiento o bien del material base, mediante la realización de inspecciones visuales y, en caso necesario, volumétricas. Los criterios de aceptación se basan en los códigos aplicables ASME XI y ANSI B31.1.

³ BWR: BWRVIP-190 (EPRI-1016579) & PWR: EPRI-1014986 "PWR Primary Water Chemistry Guidelines" y EPRI-1016555 "PWR Secondary Water Chemistry Guidelines".

El control del ensuciamiento biológico mediante inspección y análisis químicos periódicos de las tuberías en canaletas inaccesibles del ESW está de acuerdo con las recomendaciones de la GL 89-13.

La monitorización de las superficies internas de las tuberías de protección contra incendios se basa en diferentes estándares de la NFPA, especificaciones de cada central y el RD 1942/93 (Reglamento de instalaciones de PCI, normativa nacional), mediante la monitorización de presión del sistema en continuo, limpieza de colectores, pruebas de caudal periódicas, pruebas de funcionamiento periódicas, inspecciones visuales y medidas de espesor por ultrasonidos de algunas tuberías.

Adicionalmente, mediante un programa de inspecciones únicas, se llevan a cabo inspecciones visuales de una muestra representativa de componentes, incluyendo tuberías, con el objetivo de comprobar que determinados efectos de envejecimiento no se producen, o bien que si lo hacen se desarrollarán tan lentamente que se considera que no afectarán a las funciones propias de los sistemas en el periodo de operación a largo plazo.

04.1.4 Acciones preventivas y correctoras para tubería enterrada o de acceso restringido

A continuación se describen las actividades preventivas y acciones correctoras separándolas en función de si se trata de la superficie exterior o interior de las tuberías dentro del alcance de este capítulo. Se realiza de una manera general considerando las prácticas comunes en las centrales nucleares españolas.

04.1.4.1 Superficie externa

La gestión de la pérdida de material de las superficies externas de las tuberías de acero al carbono y acero inoxidable dentro del alcance de este capítulo debido a corrosión general (sólo en acero al carbono), microbiológica, intersticial y por picaduras, se realiza mediante medidas preventivas (inspección de recubrimientos y tipo de suelos y de rellenos), pruebas de presión, seguimiento de la bomba mantenedora de presión y de fugas del sistema de protección contra incendios e inspecciones visuales oportunistas de las tuberías.

Estas acciones preventivas evalúan aspectos tales como:

- Especificaciones de los recubrimientos y relleno según la tabla 1 del LR-ISG-2015-01.
- Necesidad de la existencia de un sistema de protección catódica en función de:
 - La agresividad del suelo (concentración de sulfatos y cloruros),
 - las medidas de la resistividad media del terreno, y
 - la evaluación exhaustiva de experiencia operativa adversa.
- Características del relleno evaluándolo respecto el apéndice B del LR-ISG-2015-01 (propiedades y límites granulométricos).

- Vigilancia de la presencia de agua en las zanjas por las que discurren estas tuberías y la comprobación de funcionamiento de las bombas de evacuación instaladas para su eliminación.

Los criterios de aceptación varían para cada PGE de cada central española, no obstante, se han detallado de una manera orientativa en el apartado 04.1.3.1 sobre monitorización, pruebas, ensayos y actividades de inspección aplicables a la superficie exterior de las tuberías.

En relación con las acciones correctoras de los programas que gestionan la superficie exterior de las tuberías enterradas, éstas consideran:

- Pruebas hidrostáticas y de fugas: realización de los análisis de ingeniería oportunos para evaluar la causa raíz y, en su caso, definir las acciones a tomar para asegurar la funcionalidad del sistema (inspecciones dirigidas por catas, evaluación del impacto en otros sistemas en iguales condiciones, etc.). En caso de requerirse inspecciones visuales mediante catas se realizan siguiendo los criterios de las inspecciones oportunistas.
- En caso de ser necesaria la sustitución o reparación del componente, esta se realizará según código de diseño ASME XI o ASME B31.1, según aplique.
- Monitorización de la bomba presurizadora del sistema PCI: en caso de fuga llevar a cabo un análisis de ingeniería con los históricos de fugas del sistema, tipo de terreno y, en general, la información de planta que pueda ayudar a determinar las acciones a tomar para restituir la barrera de presión del sistema (aplicación de técnicas de detección de fugas subterráneas, catas de inspección, etc.). En caso de requerirse inspecciones de las superficies externas de las líneas mediante cata, éstas se realizarán siguiendo los criterios de las inspecciones oportunistas.
- Inspecciones directas oportunistas:
 - Relleno: En caso de detectarse daños producidos por el relleno se llevará a cabo una evaluación para comprobar si esta circunstancia es aislada o generalizada en las tuberías dentro del alcance. Las conclusiones de esta evaluación sirven como experiencia operativa del programa e información para futuras evaluaciones.
 - Recubrimiento: Saneamiento de la zona donde se ha detectado la discontinuidad en el recubrimiento e inspección visual del metal base y las soldaduras descubiertas. Reposición del recubrimiento conforme a la especificación del emplazamiento.
 - Material base y soldaduras/uniones: Realizar una inspección detallada de la zona afectada, acotando la indicación mediante inspecciones ultrasónicas (UT) y evaluando la aceptabilidad del componente en base al código de diseño (ASME III o ASME B31.1).
 - Se deberá realizar igualmente una evaluación de la causa raíz determinando justificadamente la necesidad de realizar o no una ampliación de las inspecciones visuales requeridas sobre las tuberías dentro del alcance. Los criterios de ampliación dependerán del resultado de la evaluación.

Adicionalmente a las acciones correctoras anteriores, en caso de detectarse degradaciones en las tuberías inspeccionadas, deberá determinarse mediante una

evaluación de ingeniería si dichas degradaciones son aplicables a otras tuberías no inspeccionadas, tales como tuberías interferidas, y determinar, en caso necesario, las acciones a tomar para comprobar el estado de estas tuberías.

Los defectos en tuberías inspeccionadas requerirán de una evaluación posterior o ensayo complementario (VT-1, UT, etc.) que determine, conforme a los criterios de aceptación aplicables, si dichos defectos comprometen o no la funcionalidad y/o integridad de la tubería durante el periodo existente hasta la próxima inspección.

En caso de líneas pintadas, las acciones a aplicar consistirán en sanear la zona afectada e inspeccionar visualmente el metal base descubierto. Posteriormente, se debe reparar el recubrimiento de acuerdo a la especificación técnica aplicable.

Sobre la categorización del riesgo para las tuberías dentro del programa de las centrales de Almaraz y Trillo (programa AMP.XI.M41 basado en el NEI 09-14 & BPWorks2.1) se tiene en cuenta la calidad del relleno en contacto con las tuberías enterradas. El relleno debe ser compacto y tener unas características adecuadas y no presentar exceso de hierbas, raíces u otra vegetación.

04.1.4.2 Superficie interna

Las acciones preventivas para la gestión del envejecimiento de la superficie interna de las tuberías enterradas e inaccesibles, están basadas en los programas modelo (AMP) del capítulo XI del NUREG-1801 [25] que aplican a cada sistema y planta según la tabla 04.6.

Las acciones preventivas principales según dichos AMP son:

AMP.XI.M2 Química del agua

Este programa incluye la vigilancia periódica de los parámetros químicos y el control de las especies químicas de efecto pernicioso, de modo que su concentración en el agua se mantenga por debajo de los umbrales que evitan la aparición de corrosión y el agrietamiento bajo tensión.

El programa incluye especificaciones para especies químicas, frecuencias de muestreo y análisis, y acciones correctoras para el control químico del agua del reactor. La química del agua del sistema es controlada para minimizar la concentración de contaminantes y mitigar la pérdida de material debida a la corrosión general, intersticial y por picaduras y a la iniciación y crecimiento de grietas causados por la corrosión bajo tensión.

El programa de control químico del agua para reactores de agua en ebullición (BWR) está basado en la monitorización y control de la química del agua del reactor según las directrices del proyecto "Boiling Water Reactor Pressure Vessel and Internals Project" BWRVIP-190 (EPRI-1016579). El BWRVIP-190 tiene tres conjuntos de directrices: uno para agua del primario, otro para condensado y agua de alimentación, y otro para el agua de refrigeración de los mecanismos de accionamiento de las barras de control (CRDM).

El programa de química para reactores de agua a presión (PWR) consiste en la monitorización y control de la química del agua del reactor de acuerdo a las directrices de la industria para la química del agua del primario y para la química del agua del

secundario definidas en las guías del EPRI, “PWR Primary Water Chemistry Guidelines” (EPRI-1014986) y “PWR Secondary Water Chemistry Guidelines” (EPRI-1016555).

AMP.XI.M17 FAC & LR-ISG-2012-01

El objetivo de este programa es gestionar la pérdida de material debido a la corrosión acelerada por el caudal (FAC), por ello se realizan mediciones periódicas del espesor de pared mediante ultrasonidos, en una muestra de áreas de tuberías y equipos de sistemas susceptibles de estar afectados por mecanismos de degradación por FAC. Es un programa de análisis, inspección y verificación, por lo que el programa modelo no incluye acciones preventivas.

Independientemente de lo anterior, todas las centrales españolas controlan los parámetros del agua, con el objetivo de utilizarlos como datos de entrada para la predicción de la tasa de pérdida de espesor, mediante el uso de códigos, como es el caso del COMSY o el Checkworks. Los resultados obtenidos permiten a las centrales definir el programa de inspecciones, así como decidir la sustitución de un componente afectado por el fenómeno de erosión-corrosión.

AMP.XI.M20 Sistemas de refrigeración en circuito abierto

Las medidas preventivas implican el control de la química del agua del sistema y el seguimiento de la corrosión. Por ejemplo:

La central de Trillo acondiciona la química del agua con aditivos químicos que previenen la corrosión tales como, inhibidores de corrosión, biocidas y dispersantes.

La central de Almaraz controla el ensuciamiento biológico mediante inspección y análisis químicos periódicos de las tuberías en canaletas del sistema de agua de servicios esenciales, para verificar si está de acuerdo con las recomendaciones de la GL 89-13.

También se realizan análisis químicos del agua del río con el fin de identificar modificaciones en los parámetros físico-químicos y verificar la no existencia de macro organismos. Por otra parte, en la central de Almaraz se mantienen en servicio periódicamente, de forma alternativa, los lazos redundantes del sistema de agua de servicios esenciales para que no se acumulen sedimentos.

AMP.XI.M27 PCI (agua) & LR-ISG-2012-02

Este programa tiene como objetivo asegurar que no se produce ningún mecanismo de degradación significativo por corrosión general y micro-bacteriana en los sistemas de agua de PCI, para lo cual requiere realizar lavados por descarga periódicos y pruebas de funcionalidad del sistema de acuerdo a las recomendaciones de la NFPA-25.

Como ejemplo, cabe indicar que de forma preventiva, la central de Vandellós II realiza, para las tuberías enterradas y de acceso restringido, limpiezas por descarga periódicas del anillo contra incendios y de los hidrantes con una frecuencia de 3 años, y pruebas funcionales periódicas de acuerdo con la NFPA-25 a fin de asegurar el correcto funcionamiento del sistema.

AMP.XI.M30 Control químico del gasóleo

El programa reduce la posibilidad de la exposición de la superficie interna del tanque de almacenamiento de gasóleo a contaminación por organismos microbiológicos del agua, reduciendo la posibilidad de degradación relacionada con el envejecimiento en las tuberías y otros componentes expuestos al gasóleo; y del transporte de productos de corrosión, lodo o partículas a componentes alimentados por los tanques de almacenamiento de gasóleo. Como medida preventiva, en todas las centrales nucleares españolas a excepción de las de Vandellós II y Cofrentes, se añaden biocidas o inhibidores de corrosión, aunque esta acción también se realiza si los análisis periódicos muestran actividad biológica o signos de corrosión. Otra de las medidas consideradas eficaces para mitigar la corrosión producida dentro de los tanques de combustible diésel es la limpieza periódica de los mismos, ya que permite eliminar los sedimentos y drenar el agua existente en la base del tanque minimizando la cantidad de agua y el tiempo de contacto.

04.2 Experiencia de la aplicación de los PGE relacionados con tubería enterrada o de acceso restringido

Las centrales nucleares españolas realizan un análisis de los resultados de la ejecución de las actividades definidas en los PGE, con objeto de identificar los efectos de envejecimiento, sobre las tuberías enterradas o de acceso restringido que se han experimentado en la central, tanto los previstos como los no previstos, así como valorar la efectividad de los PGE.

En los informes de seguimiento de los PGE se contempla asimismo la experiencia operativa tanto interna como externa así como su efecto sobre las actividades en el PGE en cuestión.

Así pues, mediante la evaluación de los resultados de las actividades del PGE, el análisis de tendencias de dichos resultados, el análisis de la idoneidad de las muestras, y el análisis de los datos históricos desde la implantación, se extraen las conclusiones de la eficacia del PGE y del cumplimiento de las expectativas y tareas del mismo.

Como resultado de lo anterior, las centrales identifican propuestas de mejora que, tras su análisis, pueden derivar en modificaciones a los PGE, que afecten a su alcance, a sus documentos soporte (procedimientos, gamas, etc.) o a sus propias actividades (métodos de inspección, etc.). Las propuestas de mejora precisan de un seguimiento hasta su implantación, por ello se gestionan en el Programa de Acciones Correctoras de la central.

Antes de mostrar la experiencia específica de cada central nuclear española para tuberías enterradas o de acceso restringido, cabe destacar que a raíz del suceso sobre corrosión general del ESW de 2004 en la CN de Vandellós II⁴, tras el cual dicha central implantó un nuevo sistema de agua de servicios esenciales, el resto de centrales, como consecuencia de los requisitos del CSN, realizaron acciones que implicaron un desarrollo

⁴ IRS-7663 CIRCUMFERENTIAL BREAK OF ESSENTIAL SERVICE WATER (ESW) PIPE AT VANDELLÓS 2 NPP WHILE OPERATING AT RATED POWER. Date of Receipt: 2004-12-09. Last updated on 2005-06-27.

importante en sus prácticas de vigilancia y control sobre las tuberías enterradas e inaccesibles.

Entre otras actividades, el CSN requirió a las plantas un plan de acción que incluía:

- La elaboración de un listado de sistemas relacionados con la seguridad o significativos para el riesgo que incluyesen tuberías tipo Bonna, enterradas o bajo suelo, susceptibles de corrosión.
- La indicación de qué sistemas de los anteriores estaban incluidos en el programa ISI o sujetos a otras vigilancias.
- La realización de una inspección visual a todas las líneas accesibles, la propuesta de vigilancia alternativa a las no accesibles y la creación de un plan de acciones adecuado para aquellos sistemas no vigilados.

Conviene indicar que a diferencia de la central nuclear de Vandellós II, el resto de centrales españolas no se encuentran emplazadas junto al mar, y por tanto su ambiente exterior es menos agresivo.

En relación con la monitorización, inspecciones y pruebas, las centrales nucleares españolas incluyeron medidas de espesores por ultrasonidos para asegurar que la monitorización era suficiente para prevenir la corrosión en sistemas de clase nuclear 3, y, en algunos casos, se realizaron programas específicos adicionales al programa de inspección en servicio basado en ASME XI que incluían inspecciones visuales y medida de espesores por ultrasonidos en sistemas no clase nuclear significativos para el riesgo, como puede ser el sistema de protección contra incendios.

Como consecuencia del plan de acción antes mencionado, las centrales realizaron inspecciones visuales sobre los sistemas de tubería en trincheras, arquetas y galerías para detectar la presencia de agua y realizar, en caso necesario, medidas de espesores con ultrasonidos en las tuberías.

De la aplicación de dicho plan, resultó la realización de medidas correctoras en todas las centrales, tales como:

- saneamiento y pintado de las tuberías de acero al carbono exteriores que no estuviesen o tuviesen la capa protectora degradadas,
- sustitución de tramos de tuberías por otros con materiales más resistentes a la corrosión,
- eliminación de tuberías enterradas,
- mejora en las actividades de vigilancia y control:
 - mejora en los métodos de inspección visual interior o exterior,
 - nuevos parámetros para las pruebas de fugas, y
 - realización de catas, programadas o de oportunidad, para inspección visual.

En cuanto al sistema de protección catódica, las dos plantas españolas que lo poseen, implementaron mejoras en el mismo para mejorar su eficacia.

En relación con la experiencia específica de aplicación de las actividades de vigilancia de tuberías enterradas o de acceso restringido cabe destacar los siguientes eventos planta por planta:

CN de Vandellós II

En los últimos 10 años no se han producido sucesos relacionados con tuberías enterradas de acero inoxidable o acero al carbono.

No obstante, en el año 2005, como consecuencia del plan de acción anteriormente indicado, se detectaron presencia de corrosión en tramos de tuberías enterradas del sistema de protección contra incendios. Por ello se procedió a modificar el anillo del sistema, de manera que actualmente la mayor parte de sus tuberías discurren por galerías y son de acero inoxidable. En los casos en los que se ha mantenido el trazado enterrado se sustituyó el material de la tubería por polietileno de alta densidad.

CN de Ascó

En el año 2015 se detectó una fuga de agua debido a una perforación tipo picadura en un tramo de línea enterrado del sistema de protección contra incendios. Como consecuencia, se realizó una caracterización del defecto mediante inspección volumétrica, no observándose una degradación generalizada en la superficie interna de la tubería. Finalmente se procedió a reparar la fuga mediante un zuncho soldado.

CN de Almaraz

Como consecuencia de las medidas obtenidas mediante el sistema de protección catódica para comprobar el estado de las tuberías vigiladas por el mismo, actualmente se está evaluando si hay que realizar alguna modificación de la protección en las zonas con un potencial inferior a +850mV.

Entre los años 2007 y 2011, en las inspecciones visuales directas realizadas mediante catas efectuadas sobre los tramos de tuberías del sistema de protección contra incendios, se detectaron únicamente oxidaciones superficiales que no afectaban a la integridad de las mismas. En el año 2010 se detectaron dos zonas de interface línea enterrada-línea aérea con presencia de corrosión generalizada de partes metálicas de dicho sistema. Las acciones correctoras ejecutadas fueron el saneado y pintado de dichos tramos.

CN de Trillo

En el año 2011, se realizó una cata en la que se detectó en un tramo de tubería del sistema de protección contra incendios, pérdida de material por corrosión localizada que se presentaba en forma de pequeñas perforaciones circulares. Ese mismo año, en otras dos catas realizadas se encontraron dos tuberías del mismo sistema con fugas. En ambos casos las acciones correctoras consistieron en sustitución de los tramos de tubería afectados.

En los años 2009, 2010, 2014 y 2015 en algunos tramos desenterrados del anillo de PCI, se observaron pequeñas zonas puntuales con signos de deterioro del

recubrimiento y ligera oxidación superficial sin pérdida de material. Sobre ellas se llevó a cabo un saneado superficial y un posterior pintado.

En el año 2015 se realizó una cata para localizar una fuga en una tubería enterrada del sistema de PCI. Posteriormente el tramo degradado fue sustituido.

CN de Cofrentes

La CN de Cofrentes no ha tenido eventos destacables relacionados con degradación de las tuberías enterradas o de acceso restringido en los últimos 10 años.

Del análisis de todas estas experiencias operativas se deduce que en las centrales nucleares españolas no se ha detectado ningún efecto o mecanismo de envejecimiento que no se hubiese identificado previamente en la industria y en la RGE.

04.3 Evaluación del regulador y conclusiones de la gestión del envejecimiento de las tuberías enterradas o inaccesibles

En relación con el proceso de gestión del envejecimiento de las tuberías enterradas o de acceso restringido, el CSN considera adecuados los programas de gestión del envejecimiento aplicados por las centrales nucleares españolas, cuyo alcance y principales actividades han sido presentados en este capítulo.

En cuanto al seguimiento de estos programas, el CSN realiza inspecciones bienales a los Planes de Gestión de Vida de todas las centrales de acuerdo al Plan Base de Inspección establecido. En estas inspecciones, realizadas en los emplazamientos y desarrolladas de acuerdo al procedimiento PT.IV.223 del CSN se realizan comprobaciones tanto a nivel documental como a nivel de implantación sobre una muestra de los PGE existentes en cada central, entre otros, los correspondientes a tuberías enterradas o inaccesibles.

Asimismo, se analiza el informe anual que remiten las centrales nucleares españolas al CSN requerido por la IS-22 [21], que describe las actividades del Plan de Gestión de Vida y los resultados específicos de aplicación de los PGE.

En las últimas inspecciones realizadas a cada una de las centrales en los años 2016 y 2017, se ha revisado el grado de implantación de los PGE aplicables a tuberías enterradas e inaccesibles así como sus resultados.

Como se ha indicado anteriormente, durante las inspecciones del CSN se realizan comprobaciones sobre la documentación soporte de cada PGE, y se comprueba el estado de implantación de las propuestas de mejora o excepciones que le afecten.

En estas inspecciones del CSN se ha comprobado que los muestreos seleccionados para realizar las inspecciones visuales de tuberías enterradas del sistema PCI, en las CN de Almaraz y CN de Trillo, no eran eficaces, dado que se han producido repetidas fugas o degradaciones que han sido detectadas a través de métodos indirectos tales como la monitorización de la bomba jockey o mediante la inspección por indicios.

Esta experiencia operativa motivó que dichas centrales modificasen las actividades de sus PGE asociadas a la vigilancia del sistema de protección contra incendios de acuerdo con la NEI 09-14. Esta metodología desarrollada por EPRI clasifica las tuberías enterradas en función del riesgo, y utiliza el software BPWorks. Si bien ha sido utilizada

ampliamente en las centrales nucleares americanas con buenos resultados, su eficacia no ha sido demostrada aún en el caso de las centrales nucleares españolas que han optado por ella.

En algunas ocasiones se ha detectado que la realización de las acciones correctoras no se han priorizado con el objeto de gestionar adecuadamente las degradaciones detectadas. Independientemente de lo anterior, en ninguno de los casos las degradaciones detectadas llegaron a comprometer la función de seguridad de los componentes afectados.

Si bien el desarrollo de los PGE aplicables a las tuberías enterradas o de acceso restringido está finalizado, el grado de implantación de sus actividades varía de unas centrales españolas a otras. En cualquier caso y en base a las evaluaciones e inspecciones realizadas por el CSN se considera que los PGE definidos están funcionando en general aceptablemente y cumplen con la misión de vigilar y controlar los efectos de degradación en este tipo de componentes. No obstante, el CSN requiere a los titulares la implantación total de las actividades de dichos PGE antes de la entrada en operación a largo plazo.

En relación con las tuberías enterradas del tipo embebidas en el hormigón o aquellas que atraviesan paredes o muros, para las cuales la RGE no ha identificado ningún efecto de envejecimiento en su superficie exterior que requiera gestión, el CSN considera necesario que los titulares realicen un análisis más profundo sobre la no consideración de efectos sobre las mismas. Por lo tanto las plantas verificarán, a través de inspecciones únicas, la no existencia de efectos de envejecimiento, mediante exámenes visuales de la tubería en la zona de transición en que la misma penetra en el hormigón.

Como debilidad de las actividades aplicadas a este tipo de tuberías se podría destacar la problemática en la inspección de las tuberías enterradas, por un lado por la dificultad de conocer el trazado de las líneas y por otro lado, por el desconocimiento de las características de los rellenos utilizados en la época de la construcción de las centrales y de los recubrimientos de las tuberías. Todo esto dificulta la selección de las localizaciones de las catas a realizar, de manera que éstas sean efectivas para identificar las degradaciones de las tuberías. Para mejorar el conocimiento de los rellenos y recubrimientos de las tuberías, el CSN propone aumentar el número de catas programadas.

05. Vasija del reactor

05.1 Descripción de los programas de gestión de envejecimiento de la vasija del reactor

Tal como se ha indicado en el anterior capítulo 02 de este informe en las centrales nucleares españolas existen diversos programas que gestionan el envejecimiento de los componentes pasivos y de larga vida. Algunos de estos programas son específicos para la vasija.

El proceso de definición y las principales características de dichos programas se describen en los siguientes apartados de este capítulo

05.1.1 Alcance de la gestión del envejecimiento de la vasija del reactor

La vasija del reactor es un componente básico incluido en el Plan de Gestión de Vida (PGV) dado que la integridad de la barrera de presión es una de las funciones propias que debe asegurarse y, además, cumple con los criterios de selección para su inclusión, ya que es un componente pasivo y de vida larga.

Tal y como se ha reflejado en el apartado 01.1 de este informe, en España se encuentran en operación siete centrales nucleares correspondientes a tres diseños diferentes. Por ello, a continuación se incluye una breve descripción de las características más relevantes de las vasijas del reactor agrupadas en función de la tecnología del diseño de la central.

Vasija PWR de diseño Westinghouse (W)

- Reactor: **CN Asco I y II; CN Vandellós II, CN Almaraz I y II**
- La parte cilíndrica de la vasija está fabricada con chapas de acero ferrítico SA-533 Grado B Clase 1 unidas con soldaduras longitudinales y circunferenciales. En la parte inferior se une un casquete hemisférico mediante una soldadura circunferencial.
- En la parte superior se encuentra un casquete hemisférico desmontable (tapa de la vasija) que va unido al cuerpo de la vasija mediante los pernos y la brida de cierre.

Este componente ha sido sustituido en las centrales mencionadas por otro de nuevo diseño, a excepción de la unidad 1 de CN Ascó.

Las principales características del nuevo diseño es el uso de aleaciones de níquel menos susceptibles a mecanismos de PWSCC para el material de las penetraciones de los accionadores de las barras de control (CRD) y de su soldadura a la tapa de la vasija (Inconel 690/52/152) y la fabricación de la tapa de una única pieza de forja, excepto las tapas instaladas en CN Almaraz que sí que tienen soldadura de unión entre el casquete superior y la brida de la tapa.

En cuanto a la tapa de la vasija de la unidad 1 de CN Ascó se sustituyó por una que había sido fabricada para otra central española pero que no llegó a entrar nunca en servicio. A diferencia de las nuevas tapas instaladas, el material de las penetraciones de los CRD es de Inconel 600/82/182.

- En la parte cilíndrica tiene soldadas 6 toberas, 3 de entrada y 3 de salida, de acero aleado con revestimiento de inoxidable.
- En el casquete inferior existen tubuladuras de penetración para la instrumentación nuclear (BMI). Cada uno de los tubos va fijado al casquete por el interior mediante una soldadura a penetración parcial. El número de penetraciones es de 50.
- La superficie interior dispone de un plaqueado interior de acero inoxidable con un espesor entre 3 y 10 mm.

Vasija PWR de diseño KWU

- Reactor: **CN Trillo**
- La parte cilíndrica de la vasija está fabricada por anillos forjados de 20 MnMoNi 55 (material similar al ASME SA 508, clase 3) unidos por soldadura circunferencial. En su parte inferior hay un casquete hemiesférico unido mediante soldadura.
- Dispone de 6 toberas, 3 de entrada y 3 de salida, de acero aleado con revestimiento de inoxidable, unidas a la vasija mediante soldadura.
- La tapa de la vasija está constituida por dos piezas, casquete y brida, unidas por una soldadura circunferencial. La tapa dispone de penetraciones para barras de control y de instrumentación fabricadas de material de aleación de base níquel (inconel o incoloy), las cuales se encuentran fijadas a la tapa mediante una rosca cónica, pretensada y con una soldadura de sellado en el extremo inferior. El orificio de venteo está hecho de acero inoxidable austenítico y soldado por la parte interior del casquete. La tapa y la vasija están selladas por medio de dos juntas tóricas concéntricas cuyas fugas están canalizadas mediante dos líneas de pequeño diámetro.
- La superficie interior dispone de un plaqueado interior de acero inoxidable con un espesor entre 3 mm y 10 mm.

Vasija BWR de diseño General Electric (GE)

- Reactor: **CN Cofrentes**
- La parte cilíndrica de la vasija está fabricada con chapas de acero ferrítico SA-533 Grado B Clase 1 unidas con soldaduras longitudinales y circunferenciales, a la que se une el casquete inferior mediante una soldadura circunferencial. La superficie interior dispone de un recubrimiento de acero inoxidable.
- La tapa de la vasija está fabricada por chapas de acero de baja aleación soldadas y conformando un casquete hemiesférico que está unido por una soldadura circunferencial a una brida. La tapa dispone de dos orificios correspondientes a las líneas de venteo. La tapa está unida a la vasija mediante pernos de cierre, manteniéndose el sellado de la brida por dos juntas tóricas concéntricas.
- Las toberas existentes son, en su mayoría, de material de acero de baja aleación, tipo SA-508 Clase 2, pero también existen de otros materiales tales como acero inoxidable SA-182 F304 y de aleaciones de níquel, tipo SB-166.

- El casquete inferior dispone de penetraciones para los accionadores de las barras de control, así como para los monitores del flujo de neutrones en el interior de la vasija, que se encuentran soldadas por el interior del casquete.

En el anexo 1 de este capítulo se incluyen los planos de los componentes más relevantes de las vasijas del reactor anteriormente descritos.

La selección de los componentes de la vasija incluidos en el alcance del Plan de Gestión de Vida se realiza, en base a los criterios de la Instrucción del CSN IS-22 [21], que tienen como referencia los contenidos en la norma estadounidense 10 CFR 54 [23], y conforme a la metodología descrita en el capítulo 02 del presente informe.

La principal documentación empleada para la determinación del alcance y selección es la siguiente:

- Estudio final de seguridad de las plantas.
- Documento bases de diseño.
- Manuales de descripción de sistemas.
- Documentación de diseño y de fabricación del componente.

Los componentes de la vasija del reactor que realizan la función de barrera de presión del refrigerante del reactor incluidos en el Plan de Gestión de Vida son los reflejados en la tabla 05.1 que se incluye a continuación.

Vasija (PWR; W)	Vasija (PWR; KWU)	Vasija (BWR; GE)
Alojamiento de carrera de los CRD	Alojamiento de carrera de los CRD	Alojamientos de los CRD
Alojamiento de los trinquetes	Alojamiento de los trinquetes	Manguitos (“ <i>Stub tubes</i> ”)
Brida de la tapa y de la vasija	Brida de la tapa y de la vasija	Alojamientos de instrumentación nuclear
Brida de los adaptadores de alojamiento de los CRD	Brida de los adaptadores de alojamiento de los CRD	Carcasa vasija
Carcasa intermedia/superior	Carcasa intermedia/superior	Casquete inferior
Casquete y soldadura tapa vasija (Solo CN Ascó I y CN Almaraz)	Casquete y soldadura tapa vasija	Casquete superior tapa vasija
Casquete inferior	Casquete inferior	Brida de la tapa y de la vasija
Penetraciones fondo vasija para instrumentación nuclear	Penetración en tapa vasija de línea venteo	Soldaduras toberas-vasija
Penetraciones tapa vasija de línea venteo y RVLIS	Soldaduras tobera-vasija (entrada y salida)	Soldaduras toberas- <i>safe end</i>
Soldaduras tobera-vasija (entrada y salida)	Soldaduras toberas- <i>safe end</i>	Tubo de vigilancia de fugas en los anillos de estanqueidad
Soldaduras toberas- <i>safe end</i>	Tubo de vigilancia de fugas en los anillos de estanqueidad	Soldaduras barrera de presión
Tubo de vigilancia de fugas en los anillos de estanqueidad	Juntas tóricas de sellado	Pernos, tuercas y arandelas
Tubos de los adaptadores de alojamiento de los CRDs y de reserva	Pernos tobera barras de control	
Tubo de adaptadores de los alojamientos de termopares	Penetraciones tubos instrumentación y barras de control en tapa de vasija	
Tubos guía de instrumentación intranuclear y mesa de sellado	Tubos guía de los “ <i>Flux Thimble</i> ”	
Tubos guía de los “ <i>Flux Thimble</i> ”	Pernos, tuercas y arandelas	
Pernos, tuercas y arandelas	Soldaduras barrera de presión	
Soldaduras barrera de presión		

Algunos de estos componentes están representados en los esquemas simplificados que se incluyen en el anexo 1 de este informe.

Tabla 05.1

Una vez determinados los componentes de la vasija dentro del alcance del PGE, las centrales nucleares españolas siguiendo el proceso establecido por la IS-22 [21], identifican, para cada uno de estos los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos que pudieran afectar al cumplimiento de su función propia “integridad de barrera de presión”, para lo que utilizan diversa documentación que recoge la experiencia de la industria y de investigación existente. El principal documento utilizado es el NUREG-1801 junto con todas las referencias incluidas en el mismo dentro de los programas de gestión del envejecimiento aplicables a la vasija. Así mismo, son utilizados otros documentos editados por EPRI y por el OIEA, o el documento “Material Degradation Matrix” desarrollado por NEI para los componentes del sistema de refrigeración del reactor de centrales LWR.

05.1.2 Evaluación del envejecimiento de las vasijas del reactor

La identificación de los efectos y mecanismos de envejecimiento que requieren gestión en el caso de los componentes de la vasija, se realiza dentro del proceso de revisión de la gestión del envejecimiento (RGE), siguiendo la metodología descrita en el capítulo 02 de este informe. Para ello, se identifican los materiales de fabricación de los componentes de la vasija incluidos en el alcance y los ambientes típicos a los que están sometidos, tanto por la superficie interna como por la externa.

Los materiales más característicos utilizados en la vasija son:

- Acero al carbono.
- Acero aleado revestido con inoxidable.
- Acero inoxidable.
- Aleaciones base níquel (inconel, incoloy).

En cuanto a los ambientes, se tiene en cuenta entre otros, el fluido en contacto con la superficie (ej. refrigerante del reactor, fugas de agua borada), la temperatura, la radiación y las condiciones de operación.

Para desarrollar el proceso de RGE de la vasija del reactor, las centrales nucleares españolas han empleado información extraída del Estudio Final de Seguridad de la central, documentación de fabricación y de puesta en servicio de la vasija, y adicionalmente han tenido en cuenta la experiencia de la industria y los resultados de los programas de I+D aplicables. Adicionalmente, en dicho proceso las centrales españolas han realizado un análisis de comparación de la experiencia operativa propia frente a la experiencia en la industria americana para asegurar que no existen mecanismos de envejecimiento específicos no considerados inicialmente.

En conclusión, en el proceso seguido por las centrales nucleares españolas se identifican para cada uno de los grupos RGE (combinación material-ambiente) los potenciales efectos y mecanismos que se consideran “significativos”, es decir aquellos en los que las consecuencias del desarrollo de éstos, sin un programa efectivo de control o mitigación, pueden llevar a comprometer la capacidad del componente para cumplir su función propia.

El resultado de dicho proceso para las vasijas del reactor de centrales tipo (PWR, W) y tipo (BWR, GE), tomadas como ejemplo de acuerdo a lo expresado en la especificación del TPR [1], es el reflejado en las tablas que se incluyen a continuación. No se incluye la vasija de KWU por considerar los resultados muy similares a los de las vasijas de Westinghouse.

a. Vasija del reactor, incluyendo metal base, revestimiento y soldaduras

A continuación se muestran las tablas 05.2 y 05.3 aplicables a las centrales PWR-W y BWR-GE respectivamente.

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Brida vasija	Acero al carbono revestido con inoxidable	Aire con fuga de agua borada	Perdida de material	Corrosión por ácido bórico
		Refrigerante del reactor	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC
			Pérdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
Carcasa vasija (chapas, forjas y soldaduras)	Acero al carbono revestido con inoxidable	Aire con fuga de refrigerante reactor	Pérdida de material	Corrosión por ácido bórico
		Refrigerante del reactor y fluencia neutrónica	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC/Fatiga
			Perdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
			Pérdida de tenacidad a la fractura	Fragilización por irradiación

Tabla 05.2 PWR, W

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Brida vasija	Acero baja aleación	Refrigerante del reactor	Agrietamiento	Fatiga
			Perdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Carcasa vasija (virolas)	Acero al carbono revestido con inoxidable	Refrigerante del reactor y fluencia neutrónica	Agrietamiento	Fatiga
			Pérdida de tenacidad a la fractura	Fragilización por irradiación
			Perdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial

Tabla 05.3 BWR, GE

b. Cabeza de la vasija y el domo inferior incluyendo penetraciones

A continuación se muestran las tablas 05.4 y 05.5 aplicables a las centrales PWR-W y BWR-GE respectivamente.

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Casquete tapa y casquete inferior	Acero aleado revestido con inoxidable (cladding)	Aire ambiente interior	Pérdida de material	Corrosión por ácido bórico
		Refrigerante del reactor	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC/Fatiga
			Pérdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
Penetraciones: venteo vasija, RVLIS para instrumentación nuclear y tubos alojamientos barras de control.	Aleación base níquel (Inconel, Incoloy)	Aire con fuga de refrigerante reactor	Pérdida de material	Corrosión por ácido bórico
		Refrigerante del reactor	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC/Fatiga
			Pérdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
Tubos guía de los "Flux thimble"	Acero inoxidable	Refrigerante del reactor	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC/
			Pérdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Pernos de cierre	Acero aleado de alta resistencia	Aire con fugas agua del reactor	Agrietamiento	Agrietamiento por corrosión bajo tensión, fatiga

Tabla 05.4 PWR, W

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Casquete inferior	Acero aleado revestido con inoxidable (cladding)	Refrigerante del reactor	Agrietamiento	Fatiga
Casquete tapa	Acero de baja aleación	Refrigerante del reactor	Agrietamiento	Fatiga
Penetraciones: Alojamiento instrumentación nuclear y de barras de control (CRD);manguitos CRD	Acero inoxidable; aleación de níquel (manguitos)	Refrigerante del reactor	Agrietamiento	Corrosión bajo tensión, fatiga
Pernos de cierre	Acero aleado de alta resistencia	Aire con fugas agua del reactor	Agrietamiento	Agrietamiento por corrosión bajo tensión y fatiga

Tabla 05.5 BWR, GE

c. Toberas de entrada y salida

A continuación se muestran las tablas 05.6 y 05.7 aplicables a las centrales PWR-W y BWR-GE respectivamente.

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Toberas de entrada y salida	Acero aleado revestido con inoxidable (cladding)	Aire con fuga de refrigerante reactor	Perdida de material	Corrosión por ácido bórico
		Refrigerante del reactor y flujo neutrónico	Agrietamiento	SCC/IGA/IASCC/Fatiga
			Perdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
			Reducción de resistencia a la fractura	Fragilización por irradiación

Tabla 05.6 PWR,W

Elemento	Material	Ambiente	Efecto de envejecimiento	Mecanismo
Toberas de entrada y salida	Acero de baja aleación sin cladding; acero inoxidable; aleación de níquel	Refrigerante del reactor y flujo neutrónico	Agrietamiento	SCC/IGSCC/Fatiga
			Perdida de material	Corrosión por picaduras e intersticial
			Reducción de Resistencia a la fractura	Fragilización por irradiación

Tabla 05.7 BWR, GE

Una vez identificados los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos para los componentes de la vasija, es necesario asignar a los mismos actividades de gestión del envejecimiento apropiadas para su mitigación y gestión.

Para ellos se evalúan las prácticas de mantenimiento de los programas de la central (ISI, química del agua, etc.) aplicables a la gestión de dichos efectos mecanismos y se incorporan, a Programas de Gestión del Envejecimiento (PGE). Dichos PGE se comparan posteriormente con los programas modelo (AMP) del NUREG-1801 [25], para incorporar, en su caso, las mejoras necesarias para la correcta gestión de los efectos y mecanismos indicados.

Los criterios de aceptación de las actividades de detección de los distintos mecanismos de envejecimiento se definen en base a la normativa o las recomendaciones establecidas en los programas de gestión de envejecimiento con los que se gestionan.

En las centrales nucleares españolas, los componentes de la vasija anteriormente mencionados se gestionan con los siguientes PGE basados en los definidos en el NUREG-1801 [25]:

- **“Inspección en servicio de Componentes Clase 1, 2 y 3”**, basado en el programa modelo XI.M1 de NUREG-1801 “ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC and IWD”.
- **“Control químico del agua”**, basado en el programa modelo XI.M2 de NUREG-1801 “Water Chemistry”.
- **“Inspección de pernos de cierre de la tapa de la vasija”**, basado en el programa modelo XI.M3 de NUREG-1801 “Reactor Head Closure Studs”.
- **“Programa de corrosión por ácido bórico”**, basado en el programa modelo XI.M10 de NUREG-1801 “Boric Acid Corrosion”.
- **“Inspección de componentes de aleación de níquel y superficies próximas de acero al carbono en el circuito primario”**, basado en el programa modelo XI.M11B de NUREG-1801 “Cracking of Nickel-Alloy Components and Loss of Material due to Boric Acid-Induced Corrosion in Reactor Coolant Pressure Boundary Components”.
- **“Vigilancia de la vasija del reactor”**, basado en el programa modelo XI.M31 de NUREG-1801 “Reactor Vessel Surveillance”.
- **“Inspección de “thimbles”**, basado en el programa modelo XI.M37 de NUREG-1801 “Flux Thimble Tube Inspection”.
- **“Programa de gestión de la fatiga”**, basado en el programa modelo X.M1 de NUREG-1801 “Fatigue Monitoring”.
- **“Inspección de toberas de agua de alimentación”**, basado en el programa modelo XI.M05 “BWR Feedwater Nozzle”. Aplicable a centrales BWR.
- **“Inspección tobera de la línea de retorno de los CRDs”**, basado en el programa modelo XI.M06 “BWR Control Rod Drive Return Line Nozzle”. Aplicable a centrales BWR.
- **“Control y mitigación de la corrosión bajo tensión (Nureg 0313/BWRVIP-75)”**, basado en el programa XI.M07 “BWR Stress Corrosion Cracking”. Aplicable a centrales BWR.
- **“Inspección de penetraciones de vasija (BWRVIP)”**, basado en el programa XI.M08 “BWR Penetrations”. Aplicable a centrales BWR.

La Experiencia Operativa, tanto interna como externa, aplicable a cada PGE es analizada periódicamente conforme a la metodología descrita en el capítulo 02 del presente informe.

De hecho, el proceso seguido para el desarrollo de los PGE de las centrales nucleares españolas aplicables a la vasija parte de la experiencia operativa externa incluida en el NUREG-1801 y se completa con las acciones de mejora aplicables derivadas de otras experiencias operativas de la industria no referenciadas en dicho documento, tales como los sucesos, recomendaciones o experiencias recibidas del WANO, Significant Operating Experience Report (SOER) y Significant Event Report (SER), cartas de los diseñadores y /o suministradores de los equipos (technical bulletins, NSAL, 10CFR21, así como planes de acciones definidos por organismos reguladores, en particular la NRC. En

el caso particular de CN Trillo, por ser de diseño alemán, también se contempla la información emitida por el GRS y por AREVA.

A este respecto, cabe resaltar que como resultado de las fugas, grietas y corrosión identificadas en áreas de la cabeza de la vasija del reactor, así como en otros casos de agrietamientos detectados en componentes con materiales de aleación de níquel, localizados en toberas y penetraciones de vasija, las centrales nucleares españolas han mejorado sus PGE incorporando actividades específicas de vigilancia, mitigación y control, así como otras preventivas.

Entre los sucesos mencionados, destacan:

- la fuga en una penetración de un CRDM de la tapa de la vasija detectada durante una prueba hidrostática en la planta francesa de Bugey 3,
- la degradación en un gran número de penetraciones de la tapa de la vasija de la central española de José Cabrera (Zorita),
- la corrosión de la tapa de la vasija en la central americana de Davis-Besse o
- el agrietamiento por PWSCC en una tobera-safe end en una central americana (VC Summer) y otra sueca (Ringhals).
- Más recientemente las indicaciones cuasi laminares debidas a formación de hidrógeno detectadas en el material base de dos vasijas belgas, Döel2 & Tihange 3 y una suiza, Beznau 2.

Entre las mejoras implantadas como consecuencia de la experiencia antes indicada cabe citar las siguientes:

- Programas de inspección adicionales a los requisitos de ASME XI en las tapas de las vasijas y sus penetraciones.
- Sustitución de la tapa de la vasija en cuatro de las cinco centrales PWR-W por otras con materiales menos susceptibles a sufrir mecanismos de degradación.
- Inspección prevista del material base de la virola de la vasija de CN Trillo como resultado de la aplicabilidad del Incident Reporting System (IRS) “Flaws Indications in the Reactor Pressure Vessel”.

Por último, dentro de las actividades de I+D relacionadas con el comportamiento de los materiales de la vasija, cabe destacar la participación y promoción por parte del CSN en el macro proyecto liderado por EPRI sobre el comportamiento de los materiales de Inconel 690 frente a las condiciones del agua de primario del reactor. Los trabajos de dicho proyecto “Epri Alloy 690/52/152 Primary Water Stress Corrosion Cracking Research Collaborative Project”, en el que han participado un gran número de entidades internacionales, han finalizado recientemente y han servido para la elaboración de dos documentos de EPRI, MRP368 y MRP-420.

05.1.3 Monitorización, pruebas y actividades de inspección de la vasija del reactor

Las actividades de inspección y monitorización de los componentes de la vasija anteriormente mencionados, se realizan de acuerdo a los requisitos de los programas

de gestión del envejecimiento en los que están incluidos. A continuación se describen los diferentes PGE establecidos, indicándose en cada uno de ellos el tipo de vasija a la que aplica.

Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3

Las centrales nucleares españolas desarrollan los programas de inspección en servicio de acuerdo a los requisitos de la sección XI del Código ASME, tal como se establece en la Instrucción del CSN, IS-23 [43]. Dichos programas definen las inspecciones periódicas visuales, superficiales y volumétricas, así como las pruebas de presión para todos los componentes retenedores de presión, que deben realizarse en cada intervalo de 10 años, siguiendo los requisitos de dicho código. En la tabla 05.8 se incluye un resumen de las áreas requeridas a examen en cada intervalo, alcance y denominación ASME y el método de examen.

Componente	Inspección ASME XI	Categoría ASME	Ítem ASME	Método examen
Soldaduras cuerpo (circunferenciales-longitudinales)	100%	B-A	B1.10	VOL
Soldaduras en cabeza (circunferenciales-meridionales)	100%	B-A	B1.20	VOL
Soldadura cuerpo-brida	100%	B-A	B1.30	VOL
Soldadura cabeza-brida	100%	B-A	B1.40	SUP,VOL
Radio interno de las toberas vasija	100%	B-D	B3.100	VIS*
Soldaduras tobera-vasija	100%	B-D	B3.90	VOL
Áreas accesibles interior de vasija	Áreas accesibles cada 3 años	B-N-1	B13.10	VIS
Soldaduras en los alojamientos de los CRDs (soldadura bimetálica)	10% CRDs periféricos	B-O	B14.10/ B14.20	SUP o VOL

*Todas las centrales tienen aceptado el uso del Caso de código ASME N-648-1, que permite sustituir el examen volumétrico por un examen visual VT-1 de la superficie interna. CN Cofrentes mantiene la inspección por UT

Tabla 05.8 Programa de inspección de vasija (ASME XI)

En relación con el plaqueado de la vasija, si bien no desempeña ninguna función propia y, por lo tanto, no está incluido en los grupos RGE; sin embargo, sí que es inspeccionado visualmente dentro de las actividades asociadas a la categoría B-N-1 del programa de inspección en servicio, así como también dentro de las actividades desarrolladas en el PGE para la vigilancia de internos de vasija de acuerdo a las guías de EPRI aplicables, por ejemplo MRP-227-1, BWRVIP-49, etc.

Así mismo, las centrales tienen establecido un proceso de mitigación que permite reducir la susceptibilidad a la degradación del acero inoxidable, mediante el control de la química del refrigerante del reactor.

En relación con las pruebas de presión, todas las centrales nucleares españolas realizan un examen visual VT-2 de los componentes de clase 1, incluyendo por tanto la vasija, en condiciones de presión y temperatura en operación normal, al final de cada parada para recarga de acuerdo a los requisitos de ASME XI, a excepción de la CN Trillo que la realiza a la presión y temperatura definida en las guías RSK y la norma KTA-3201.4.

Los criterios de aceptación aplicables son específicos a cada inspección o prueba realizada y conformes a los requisitos establecidos por el código ASME XI u otras normas utilizadas.

Inspección de pernos de cierre de la tapa de la vasija

El programa de vigilancia de los elementos de cierre de la tapa de la vasija se basa en las actividades de inspección en servicio definidas para estas áreas en el código ASME XI y las medidas preventivas para mitigar el agrietamiento.

El programa consiste en la realización de exámenes visuales de las tuercas de cierre de diámetro mayor de 2" y de las arandelas, y exámenes volumétricos de los pernos de cierre y zonas roscadas de $\varnothing > 2"$.

El programa sigue también las recomendaciones establecidas en el NUREG-1339 y la Guía Reguladora 1.65 de la NRC, para gestionar los pernos de cierre de la vasija del reactor.

Las inspecciones de la totalidad de los elementos de cierre se deben realizar cada 10 años.

Los criterios de aceptación aplicables son los definidos por ASME XI, artículo IWB-3000.

Programa de corrosión por ácido bórico

Este programa es específico de las centrales PWR y se basa en las recomendaciones de la carta genérica 88-05 de la NRC establecidas para la gestión de la corrosión producida por las fugas de ácido bórico de la barrera de presión del refrigerante del reactor.

El programa contiene actividades periódicas de inspección en cada parada de recarga, con el fin de localizar e identificar visualmente los puntos de fuga así como todos sus caminos de propagación, los cuales pueden causar la degradación en los elementos y componentes de acero al carbono o acero de baja aleación, de la propia fuente de la fuga o de las estructuras y componentes cercanos al punto de fuga debido a la corrosión por ácido bórico.

En el ámbito de aplicación de la vasija, estas actividades se centran en analizar cualquier indicio de fuga en la tapa y en el casquete inferior así como en sus penetraciones. En caso de detectarse cualquier resto de ácido bórico, se determina el origen de la fuga que lo ha causado y se toman las acciones correctoras necesarias

para confirmar o restablecer las funciones propias de las estructuras y componentes afectados.

En cuanto a la frecuencia, tal y como se ha indicado anteriormente, se debe realizar una inspección VT-1 cada parada de recarga.

En cuanto a los criterios de aceptación, se consideran aceptables para continuar en servicio aquellos componentes cuya inspección visual confirme la ausencia de condiciones relevantes. Se consideran condiciones relevantes la existencia de áreas de corrosión, depósitos de ácido bórico, coloraciones, decoloración u otras evidencias de fuga.

Inspección de componentes de aleación de níquel y superficies próximas de acero al carbono en el circuito primario

Mediante este programa adicional incluido dentro de las actividades de inspección en servicio, las centrales PWR gestionan el efecto del agrietamiento debido al PWSCC de todos los componentes susceptibles de aleación de base níquel de la barrera de presión del refrigerante del reactor, incluyendo las soldaduras. Las actividades consisten en la realización de exámenes periódicos (visual, superficial y/o volumétrica) sobre los componentes dentro del alcance susceptibles al PWSCC según lo requerido en los casos de código N-729-1, N-722-1 y N-770-1 de ASME.

Aparte de las actividades de inspección, el sistema de detección de fugas del refrigerante del reactor proporciona la capacidad de detectar la presencia de fugas significativas, desde los circuitos de refrigeración del reactor al interior del recinto de contención durante el funcionamiento normal.

A continuación se indican, en la tabla 05.9 las actividades de inspección, y su frecuencia, y en la tabla 05.10 sus criterios de aceptación, que se realizan en los diferentes componentes de base níquel:

Componente	Code Case	Método de examen	Frecuencia
Penetraciones tapa vasija	N-729-1	Inspección visual (VE) del metal descubierto de la superficie exterior al 100%	Cada tres (3) recargas o cinco (5) años
		Inspección ultrasónica (UT) y por corrientes inducidas (CCII) desde el interior de cada penetración	Al menos una vez durante el intervalo de diez(10) años
Penetraciones instrumentación fondo vasija	N-722-1	Inspección visual (VE) del metal descubierto	Cada dos (2) recargas

Componente	Code Case	Método de examen	Frecuencia
Soldaduras ramas calientes y frías de las toberas	N-722-1 y N-770-1	Inspección visual (VE) del metal descubierto	Ramas calientes: cada recarga Ramas frías: Cada intervalo (10 años)
		Inspección volumétrica (UT)	Ramas calientes: cada cinco (5) años Ramas frías: Cada dos (2) periodos sin superar los siete (7) años

Tabla 05.9 Actividades y frecuencia áreas base níquel

Los criterios de aceptación de cada actividad son los siguientes:

Componente	Examen	Criterios de aceptación	Acciones correctoras
Penetraciones tapa vasija	Inspección visual VE	Confirmación de ausencia de condiciones relevantes (presencia de fuga o depósitos de fuga en la zona de intersección entre la penetración y la superficie de la tapa) no aceptables	Ampliación del alcance determinando la fuente de la fuga y la extensión de la degradación. Exámenes END adicionales.
	Inspección volumétrica (UT)	Las UT confirman la ausencia de defectos	
Penetraciones instrumentación del fondo de la vasija	Inspección visual VE	Criterios de aceptación establecidos en el artículo IWB-3522 del Código ASME XI según lo requerido en la Tabla 1 del Code Case N-722-1	Actividades de reparación/sustitución.
Soldaduras ramas calientes y frías de las toberas de vasija	Inspección visual VE	Criterios de aceptación establecidos en el artículo IBW-3522 según lo requerido en el Code Case N-722-1 y el artículo 3140 del Code Case N-770-1	
	Inspección volumétrica (UT)	Según la Tabla 1 del Code Case N-770-1 los criterios de aceptación están establecidos en el apartado - 3130 de dicho Code Case.	

Tabla 05.10 Criterios de aceptación áreas base níquel

Cualquier fuga de ácido bórico detectada en el ámbito de este programa se gestionará mediante el PGE de corrosión por ácido bórico.

Inspección de "thimbles"

Este programa es específico de las plantas PWR y su objetivo es verificar la integridad de los "thimbles" detectando disminuciones de su espesor debido a la vibración inducida por las corrientes internas de agua en el reactor en las localizaciones en donde existen discontinuidades estructurales, tales como placas de soporte. Dicho programa se realiza cumpliendo las recomendaciones del *Bulletin* Nº 88-09. La inspección del espesor de las paredes de los *thimbles* para detectar la pérdida de material, se realiza mediante un examen de corrientes inducidas en cada uno de los *thimbles* de la barrera de presión del reactor.

En general, la frecuencia de inspección de los *thimbles* se establece en 3 años (2 ciclos de operación). Si bien, esta frecuencia se obtiene de la realización de una previsión de los desgastes por *fretting* (profundidades de desgaste esperadas) en inspecciones futuras de los *thimbles*, la cual se calcula mediante el uso de una curva exponencial basada en los valores de los desgastes de la inspección en curso y el tiempo acumulado que transcurrirá hasta la fecha para la cual se realiza la previsión.

Como criterio de aceptación se establece que desgastes inferiores al ochenta por ciento (80%) de pérdida de espesor son aceptables.

Inspección toberas-vasija (BWR)

Como consecuencia de la experiencia operativa relacionada con las toberas de las vasijas de centrales tipo BWR y de acuerdo a las recomendaciones de los programas modelo del NUREG-1801, la única central española BWR actualmente en operación tiene desarrollados dos programas específicos, uno sobre las toberas de agua de alimentación y otro sobre la tobera de la línea de retorno de los CRD.

El alcance de la inspección de ambas toberas incluye la soldadura tobera-vasija y el radio interno ("inner radius") mediante examen volumétrico, de acuerdo a la categoría B-D de ASME. En cuanto a la vigilancia del potencial efecto de la IGSCC en las soldaduras tobera-safe-end y del cap del cierre, se realiza de acuerdo con lo dispuesto en la guía BWRVIP-75A. Esta tobera se examina, por exigencia de ASME XI, mediante UT cada 10 años, que recoge también los criterios de aceptación aplicables.

Penetraciones de vasija

Este programa gestiona los efectos de iniciación y crecimiento de grietas en las penetraciones de instrumentación a la vasija, en la penetración de drenaje de vasija y en las penetraciones a la vasija de presión diferencial del núcleo, debidos a cargas cíclicas, corrosión bajo tensión (SCC) o corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC).

El tipo de inspección realizado comprende desde la realización de examen de ultrasonidos en algunas de las toberas hasta la inspección visual tipo VT-2 (para detección de fugas) durante las pruebas de presión.

La inspección se realiza una vez cada 10 años y se aplican los criterios de aceptación aplicables a componentes de clase nuclear 1 en el código ASME XI (IWB-3000).

Control y mitigación de la corrosión bajo tensión (NUREG-0313 / BWRVIP-75)

Este programa es aplicado de manera específica en la CN de Cofrentes. El objetivo del programa es vigilar la aparición y evolución de agrietamiento debido a IGSCC en las soldaduras de acero inoxidable susceptibles a su desarrollo, tanto en equipos, como en tuberías y sin distinción de la clase nuclear. Para el caso de los componentes en el alcance del presente capítulo, este PGE aplica únicamente a las soldaduras de las toberas de los lazos de recirculación N2 (2 toberas de aspiración de lazos) y N3 (10 toberas de descarga de lazos).

El programa consiste en la realización de inspecciones periódicas de las toberas, mediante examen volumétrico de las mismas, así como pruebas de presión. Las toberas son examinadas y probadas de acuerdo a los requisitos de examen e inspección especificados en el NUREG-0313. Este documento describe los requisitos de alcance y frecuencia para este tipo de soldaduras en función de la susceptibilidad a sufrir IGSCC, al igual que el documento BWRVIP-75A. En cuanto a los criterios de aceptación del programa son los mismos que para la categoría B-F de ASME XI.

Vigilancia de la vasija del reactor (Fragilización por irradiación)

El programa tiene como objetivo vigilar la evolución de las propiedades de los materiales que componen la vasija del reactor en función de la fluencia neutrónica recibida a lo largo de la vida útil de este componente, a través de ensayos sobre las cápsulas de vigilancia localizadas en el interior de la misma y compuestas por los mismos materiales que la vasija, tanto antes de iniciar su irradiación, como tras periodos de exposición cada vez más prolongados. Las normas utilizadas para ello son la ASTM E-185 y la ASTM E-482.

Los métodos de evaluación del grado de fragilización de las vasijas se realizan de acuerdo a los apéndices G y H del 10 CFR 50.

El mecanismo de envejecimiento que controla el programa es la fragilización por irradiación de la vasija. Para ello, a medida que se analizan los resultados del ensayo de las distintas cápsulas del programa de vigilancia, se procede a revisar los valores de los parámetros críticos utilizados en el análisis de integridad de la vasija, de acuerdo con la metodología descrita en la RG 1.99. El objetivo de esta metodología consiste en estimar la evolución de los parámetros RTNDT y USE (upper shelf energy, del ensayo Charpy) con la irradiación, de manera que se pueda predecir el estado de fragilización de la vasija en el futuro. La determinación, de acuerdo a estos ensayos, del cambio de temperatura de referencia ajustada (ART), permite obtener los rangos de operación segura del reactor (curvas P-T).

Los análisis y ensayos realizados en las probetas ensayadas hasta la fecha indican que las propiedades mecánicas de los materiales de las vasijas de las centrales en operación han experimentado variaciones que están dentro de los límites establecidos por la normativa, manteniéndose por tanto sus materiales en niveles de tenacidad adecuados.

Tras la extracción de todas las cápsulas, las plantas han establecido un programa de dosimetría neutrónica exterior a la vasija (*Ex-Vessel Neutron Dosimetry Program*, EVND) que permite monitorizar la exposición neutrónica hasta el final de su vida, mediante la instalación de dosímetros fuera de la vasija. El programa EVND está diseñado para suministrar una verificación de las distribuciones de exposición a los neutrones rápidos dentro de la zona activa de la vasija y establece un mecanismo para permitir la vigilancia a largo plazo de esta parte de la vasija en cuanto a la evolución de la temperatura de referencia de transición a ductilidad nula (RTNDT) por efecto de una significativa exposición a la radiación neutrónica durante la operación del reactor. La comprobación de los dosímetros se realiza cada 3 ciclos de recarga.

Como se ha indicado anteriormente, los criterios de aceptación de estos programas son establecidos en base a los requisitos indicados en el 10CFR50.61 y el apéndice G del 10CFR50.

Los cálculos relacionados con la fragilización neutrónica de la vasija, cumplen, según la Instrucción del CSN IS-22 [21], la definición de “Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo” (AEFT), por lo que en caso de una Operación a Largo Plazo (OLP) éstos deben ser revisados. A fecha de la edición de este capítulo, se han resuelto los cálculos que dependen de una estimación de fluencia con el tiempo en las centrales de Vandellós II y Almaraz, siendo las conclusiones fundamentales las siguientes:

- Se han identificado los nuevos materiales de la beltline de la vasija incluyéndose la virola superior, las toberas así como las soldaduras asociadas.
- Se ha verificado el cumplimiento con los límites establecidos en la normativa de referencia para todos los materiales de la beltline (tradicional y extendida) hasta el fin de la OLP (54 EFPY).

Para el resto de plantas el análisis está actualmente en curso, ya que está asociado a la OLP.

Programa de gestión de la fatiga

La fatiga constituye un mecanismo de envejecimiento que afecta a las vasijas de los reactores nucleares, el cual se tiene en cuenta en el código de construcción ASME Sección III, empleado en la fabricación de las vasijas.

Este programa contiene una actividad preventiva frente al efecto de la fatiga térmica en los componentes que constituyen la barrera de presión de la vasija. Dicha actividad consiste en el seguimiento de las condiciones (presión, temperatura, caudal) del sistema del refrigerante del reactor en todas las situaciones operacionales de la central, es decir, condiciones de operación estable y transitorios, y su comparación con las previstas en el diseño al objeto de evaluar el consumo de factor de uso a fatiga que, por requisitos de diseño, es determinado para los componentes de Clase 1.

Las centrales nucleares españolas tienen desarrollado un programa que cumple con lo indicado en el programa X.M1 del NUREG-1801 [5] con el que se realiza un

seguimiento de transitorios en los componentes Clase 1 preseleccionados. El seguimiento de transitorios se realiza en dos niveles:

- Seguimiento de transitorios de operación de acuerdo a los requisitos establecidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). La central establece un control de las situaciones de transitorios que aparecen en las distintas condiciones de operación y que afectan al sistema de refrigerante del reactor, y verifica que éstos no se presentan en un número de ocasiones superior a las previstas por el diseño y controladas por las propias ETF.
- Seguimiento del consumo de factor de uso en determinados componentes de Clase 1. Sobre los componentes identificados en el diseño con altos factores de uso, es decir con menor margen o mayor sensibilidad al agrietamiento por fatiga, la central realiza un seguimiento preciso de los parámetros operacionales del sistema de refrigerante del reactor y de sistemas asociados, para calcular los consumos de factor de uso. Como ejemplo, cabe señalarse que en el caso de la CN de Cofrentes los componentes sujetos al seguimiento de factor de uso son las toberas de agua de alimentación de la vasija del reactor. Este seguimiento se realiza mediante un código denominado FatONE.

Como antes se ha indicado para la fragilización neutrónica, los cálculos y análisis de fatiga cumplen la definición para que sean considerados AEFT, por lo que para una previsible OLP se debe determinar el gasto a fatiga y hacer las proyecciones necesarias hasta el final del nuevo periodo considerado.

Los componentes para los que se ha determinado que disponen de un mayor factor de uso acumulado a fatiga en las plantas tipo PWR son:

- Fondo de la vasija y zona de transición.
- Toberas de entrada.
- Toberas de salida.
- Topes soporte del núcleo.
- Tubos de instrumentación.

El histórico de las inspecciones realizadas en los distintos PGE queda registrado en los informes de resultados de las diferentes actividades. Dicha información es utilizada para programar futuras inspecciones teniendo en cuenta los defectos detectados con anterioridad. Asimismo, el histórico de resultados es analizado para cada PGE mediante el proceso de seguimiento correspondiente, del que se emite un informe periódico específico.

En caso de que el PGE utilizado para gestionar los efectos de envejecimiento requiera un seguimiento formal de tendencias, éste se realiza acorde con lo que requiera el programa en particular.

Como se ha comentado en el capítulo 02, el proceso de seguimiento de PGE realizado periódicamente y la asignación de indicadores, permite detectar tendencias en la aparición de degradaciones con las que se evalúa si el programa está siendo efectivo o, por el contrario, requiere de mejoras. En el supuesto de que durante las inspecciones se

detecte cualquier tipo de degradación, ésta será reportada. Si la degradación detectada no estaba previamente identificada en el proceso RGE, ésta es evaluada para determinar si se trata de un nuevo efecto de envejecimiento y se incluye, en caso de que así sea, en el PGE correspondiente para su gestión.

Las actividades de inspección, vigilancia y monitorización incluidas dentro de los PGE aplicables a los componentes de la Vasija del Reactor, como otras actividades de la central, están sujetas al Manual de Garantía de Calidad de la central y, como parte del PGV, a auditorías internas y a las inspecciones del cuerpo técnico del organismo regulador, y no se requiere la participación de otras organizaciones de certificación, salvo en los casos donde otros requisitos de licencia asociados a estas actividades así lo exijan (p.ej. certificación de inspectores según niveles ASME).

05.1.4 Acciones preventivas y correctoras en la vasija del reactor

Como medidas preventivas en lo referente a la prevención y mitigación de efectos de envejecimiento sobre los componentes de la barrera de presión de la vasija se destaca, fundamentalmente, el programa de control químico del agua establecido en las plantas.

Dicho programa tiene como objeto minimizar la pérdida de material por corrosión, el agrietamiento causado por la corrosión bajo tensión y mantener los niveles de contaminantes por debajo de los umbrales aceptados por la industria. Los programas se basan en las recomendaciones y directrices reflejadas en la guía EPRI 1014986, tal como establece el NUREG-1801 [5] en el programa XI.M2 "Water Chemistry". Así mismo, se toman como referencias otro tipo de documentos como es el caso de las especificaciones técnicas de funcionamiento, otras guías del EPRI aplicables a BWR, guías de Siemens aplicables a la planta de diseño alemán, así como la experiencia propia de la central.

El control químico se realiza con procedimientos específicos de planta que vigilan y controlan periódicamente los parámetros físico-químicos, radioquímicos e impurezas, con el fin de controlar que su concentración en el agua se mantenga por debajo de los umbrales que puedan provocar alguno de los citados efectos de envejecimiento en el circuito primario tanto en operación normal, como en paradas y disparos del reactor. Los criterios de aceptación se establecen dependiendo de la química del agua establecida, pero en cualquier caso se siguen las indicaciones de las guías de EPRI aplicables, las ETF y las condiciones de operación de la planta.

En cuanto a los criterios de aceptación aplicables, cabe señalar que cuando algún parámetro se encuentra fuera de los límites aceptados por la industria, se aplican las correspondientes acciones correctoras para devolver el parámetro a su rango aceptable.

Otras acciones preventivas llevadas a cabo en alguna central nuclear española han sido la sustitución de las tapas de las vasijas realizada en ambas unidades de la CN de Almaraz, en la unidad 2 de CN Ascó y en la CN de Vandellós II. Las nuevas tapas de la vasija tienen un diseño y unos materiales que reducen la susceptibilidad a la corrosión bajo tensión en ambiente del primario presente en el modelo anterior, de Inconel 600/82/182. Este material ha sido sustituido por Inconel 690/52/152, que según la experiencia de la industria tiene una mayor resistencia a la IGSCC. También se han introducido otras modificaciones, en algunos casos, tales como: reducción de

penetraciones, eliminación de manguitos térmicos, eliminación de soldadura casquete-bridada o un nuevo diseño de cierres de las penetraciones de las columnas termopares para reducir el riesgo de fuga por las juntas cannoseal y las soldaduras canopy.

En cuanto a los procesos de mitigación de efectos del envejecimiento realizados en la vasija de la central de Cofrentes, tipo BWR, se destaca el proceso de inyección de hidrógeno en agua de alimentación a partir de 1997 para mitigar la corrosión intergranular bajo tensión en componentes de acero inoxidable en contacto con el refrigerante del reactor. Además, a partir de 2010 CN Cofrentes está aplicando un método más avanzado de mitigación, mediante la aplicación de metales nobles con inyección de bajas concentraciones de hidrógeno en el agua de alimentación.

Otro proceso realizado por esta central fue la aplicación de la técnica MSIP (Mechanical Stress Improvement Process) en toberas de vasija con soldaduras disimilares. Esta técnica es un proceso de mejora de tensiones recomendado por el NUREG-0313, para la protección contra la corrosión bajo tensión (SCC). Las altas tensiones de tracción generadas en las direcciones axial y circunferencial tras la soldadura de las toberas son sustituidas por tensiones de compresión, requeridas para frenar la SCC. Dicho proceso se realizó en la 6ª parada para recarga a un total de 42 soldaduras disimilares de Tobera-Safe End y Safe End- Extensión.

05.2 Experiencia de los titulares en la aplicación de los PGE en la vasija

Como se ha indicado en el capítulo 02 de este informe, el análisis de la experiencia operativa sobre los componentes de la vasija se recoge en los informes de seguimiento de cada uno de los programas de gestión del envejecimiento aplicables a la misma. En dichos informes se evalúa si los efectos de envejecimiento detectados se corresponden con los efectos de envejecimiento postulados durante el proceso de revisión de la gestión del envejecimiento.

Del análisis realizado por las centrales españolas a partir de los informes de seguimiento de los PGE aplicables a los componentes de la vasija del reactor identificados en la especificación del TPR, se concluye que no se han detectado efectos de envejecimiento que no fueran identificados durante el proceso de la revisión de la gestión del envejecimiento. Si bien, sí que se han detectado experiencias operativas significativas, algunas de las cuales se recogen a continuación.

CN de Almaraz

- En el año 2010 se detectaron indicaciones asociadas a pérdida de espesor por desgaste, por la superficie exterior de un thimble. Dichas indicaciones superaron el criterio de aceptación para el límite de desgaste establecido en el programa de vigilancia de los thimbles (80%), por lo que como acción correctora la central de Almaraz decidió dejar fuera de servicio el elemento afectado.
- Durante la parada para recarga del 2010 de la unidad 2 de la central de Almaraz, se detectaron acumulaciones de ácido bórico sobre el aislamiento de la tapa de la vasija como consecuencia de fugas a través de los cono-seal. Tras la eliminación y limpieza de las superficies para realizar las inspecciones y la retirada del aislamiento para facilitar el examen de la superficie exterior de la tapa, Almaraz no encontró degradaciones debidas a la presencia de ácido bórico.

CN de Vandellós II

- El programa de inspección en servicio aplicable a la vasija en base a los requisitos del código ASME XI, junto con los requisitos alternativos basados en los casos de código aplicables a las áreas de Inconel es considerado efectivo para gestionar los efectos de envejecimiento en los componentes retenedores de presión de la vasija.

Estos programas han permitido:

- Detectar de forma temprana fugas y depósitos de ácido bórico, que son evaluadas y gestionadas de acuerdo al programa de acciones correctoras de la central, tomándose las acciones correctoras oportunas en los casos en los que así se haya requerido. En ninguno de los casos las fugas se han considerado como no aceptables.
- Confirmar la no existencia de indicaciones relevantes asociadas a PWSCC en las soldaduras bimetálicas. Si bien, en algún caso se han detectado indicaciones en la zona entre la soldadura y el buttering, en ningún caso abiertas a la superficie, que se consideran que son debidas al proceso de soldadura y depositado del buttering durante la fase de construcción.
- En relación con el programa de vigilancia de los thimbles ha demostrado ser efectivo en la detección y gestión temprana del desgaste en los tubos de instrumentación, mediante las actividades de sustitución y retracción de los thimbles afectados. La experiencia de la aplicación de este programa resalta algunas acciones preventivas llevadas a cabo:
 - Durante la recarga R11 se llevó a cabo una campaña de sustitución de thimbles. Fueron sustituidos 15 de los 50 thimbles de manera preventiva. El análisis histórico del desgaste de los thimbles en esta central muestra que la evolución de las indicaciones es lenta, dado que las condiciones del flujo que los rodean, así como la configuración del núcleo, no resultan excesivamente agresivas para éstos.
 - Durante la recarga 21 (octubre de 2016), y a pesar de no superar el criterio de rechazo, el thimble N-12 fue taponado preventivamente.

CN de Ascó

- El programa de inspección en servicio aplicable a la vasija en base a los requisitos del código ASME XI, junto con los requisitos alternativos basados en los casos de código aplicables a las áreas de Inconel es considerado efectivo para gestionar los efectos de envejecimiento en los componentes retenedores de presión de la vasija.

Estos programas han permitido:

- La detección de depósitos de boro sobre la cabeza de la vasija, las cuales han requerido su inclusión en el programa de acción correctivas, por ejemplo:
 - Trazas de boro en penetraciones de la tapa vasija tras inspección visual.
 - Fuga por el tapón de venteo de un CRDM.

Todas las fugas y depósitos de ácido bórico identificados en planta, han sido evaluadas y, posteriormente, se han aplicado las acciones correctoras oportunas y tempranas en los casos en los que así se haya requerido.

- La vigilancia del fenómeno de PWSCC en las penetraciones de la tapa de la vasija y del fondo de la vasija que ha constatado la ausencia de indicaciones relevantes sobre el material.
- La realización de inspecciones de las soldaduras bimetálicas de las conexiones tobera-safe end que han dado resultados satisfactorios, no encontrándose ningún tipo de degradación.
- En relación con los controles preventivos asociados a la química del circuito primario, cabe destacar que esta central incluye, adicionalmente al tratamiento habitual de los programas de control químico, la inyección de zinc. Según la experiencia de la central, este tratamiento se ha constatado como beneficioso para reducir la aparición de corrosión bajo tensión en los materiales de la vasija susceptibles a ese mecanismo, en particular el Inconel 600.
- El programa de vigilancia de los thimbles ha mostrado ser efectivo en la detección y gestión temprana del desgaste en los tubos de instrumentación, mediante las actividades de sustitución y retracción de los thimbles afectados. El seguimiento de tendencias y los cálculos de previsión han demostrado ser efectivos para prevenir la pérdida de función de los componentes.

Históricamente, los tubos cuya previsión de desgaste indica que están próximos a superar los criterios de rechazo son taponados y retraídos, hasta que un número significativo de ellos están en condiciones de ser sustituidos. De este modo CN Ascó optimiza la intervención de sustitución de thimbles.

CN de Trillo

Como experiencia significativa, cabe destacar que, en 1992, CN de Trillo detectó una pérdida de material por corrosión en la cajera de la junta tórica de estanqueidad de la brida de la tapa de la vasija, por lo que fueron tomadas las siguientes acciones correctivas:

- Medida por ultrasonidos de la profundidad de los poros.
- Realización de réplicas metalográficas e impresiones plásticas con masilla.
- Croquis de la superficie de sellado de la tapa de la vasija, con situación aproximada de las indicaciones existentes, con el objetivo de controlar la evolución del proceso corrosivo en posteriores recargas. No se han detectado cambios significativos.
- Limpieza exhaustiva de las juntas y de la superficie de sellado.

CN de Cofrentes

Los programas de inspección realizados para vigilar la parte retenedora de presión de la vasija del reactor se basan en el cumplimiento de los requisitos del código ASME XI aplicables según los programas de inspección en servicio, así como en otras normas específicas, como es el caso del NUREG 313, y se encuentran implantados desde el comienzo de la operación de la planta. Hasta la fecha, no se han detectado efectos de degradación que puedan afectar a la integridad de la vasija.

Del análisis de la experiencia operativa externa realizado en cada PGE aplicable a los componentes de la barrera de presión de la vasija, se concluye que no ha sido necesario incluir modificaciones en los mismos como consecuencia de la aparición de efectos de envejecimiento distintos a los ya recogidos en éstos.

Entre las evaluaciones de experiencia operativa externa realizada, cabe destacar la debida a la emisión en julio de 2012, por la central nuclear belga de Doel 3 del informe IRS-8244 a través del sistema de comunicación de incidentes de la IAEA. En dicho documento se informa del hallazgo de indicaciones laminares en el material base de uno de los tres anillos forjados que constituyen la vasija del reactor. Estos defectos laminares son paralelos a las superficies interior y exterior de la vasija y, de forma preliminar, se han atribuido a un posible defecto de fabricación.

Como consecuencia de lo anterior, C.N. Cofrentes realizó una revisión de la documentación asociada a la fabricación de los anillos de su vasija del reactor, prestando especial atención a aquellos procesos que pudieran haber generado defectos de fabricación en el material base, y a las inspecciones que pudieran haber detectado dichos defectos antes de la puesta en servicio de la vasija.

Del resultado de la citada revisión, se considera que es altamente improbable que la causa de los defectos de fabricación de las vasijas de Döel 3/Tihange2 haya existido en el proceso de fabricación de la vasija de C.N. Cofrentes.

05.3 Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de la vasija

En relación con el proceso de gestión del envejecimiento de los componentes de la vasija del reactor considerados en la especificación, el CSN considera adecuados los programas de gestión del envejecimiento aplicados por las centrales nucleares españolas, cuyo alcance y principales actividades han sido presentados en este capítulo.

Cabe indicar que casi la totalidad de las actividades de vigilancia, control y mitigación se encuentran definidas e implantadas desde el comienzo de la operación comercial, dado que éstas son requeridas por las bases de licencia aplicables. Sobre ello señalar lo siguiente:

- El programa de inspecciones de las áreas de la cabeza de la vasija del reactor, pernos de cierre, cuerpo de vasija, toberas y penetraciones está desarrollado de acuerdo a los requisitos del código ASME XI, y se encuentra recogido en los Manuales de Inspección en Servicio (MISI) de cada instalación. La ejecución del programa es completada cada 10 años.
- El programa de vigilancia de la irradiación del material de la vasija del reactor está definido en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF) y descrito en el estudio final de seguridad. De acuerdo con las ETF, las probetas de vigilancia deben extraerse y examinarse para determinar los cambios en las propiedades de los materiales de acuerdo a unos intervalos definidos en las mismas.
- El programa de química está vigilado y controlado por las ETF.

Adicionalmente, como consecuencia de la experiencia operativa internacional las centrales españolas han incorporado otros programas adicionales de inspección en la vasija, como son los casos de la aplicación de los casos de código N-729-1, N-722-1 y N-770-1, y los derivados de experiencias como la inspección de las tuberías de la instrumentación intranuclear (thimbles). Todos estos programas se encuentran también incluidos en el MISI de cada central, de acuerdo al requisito de la Instrucción del CSN, IS-23 [43] que dice *“incluir aquellos que se deriven de la aplicación temporal de alguna normativa, de condiciones de la autorización de operación vigente, compromisos del titular u otros requisitos definidos a través de instrucciones o requerimientos emitidos por el CSN como resultado de experiencias operacionales existentes en la propia instalación o en la industria nuclear, que requieran realizarse de manera sistemática”*.

Por tanto, debido a la amplia regulación aplicable, por un lado la Instrucción IS-22 [21] aplicable a la gestión de vida y operación a largo plazo, y la anteriormente mencionada IS-23 [43] aplicable a las actividades de inspección en servicio, el CSN considera que dicha regulación garantiza que los PGE mantengan la homogeneidad en el alcance, las inspecciones y en los criterios de aceptación y que estos se ejecuten de acuerdo a unas condiciones establecidas.

En cuanto al seguimiento de estos programas, el CSN realiza inspecciones bienales a los planes de gestión de vida de todas las centrales de acuerdo al Plan Base de Inspección establecido. En estas inspecciones, realizadas en los emplazamientos y desarrolladas de acuerdo al procedimiento PT.IV.223 del CSN [41], se supervisan tanto a nivel documental como a nivel de implantación los programas de gestión de envejecimiento aplicables a la vasija del reactor. Esta supervisión se complementa con la información anual que remiten las centrales nucleares españolas al CSN de acuerdo a lo requerido por la Instrucción IS-22 [21].

Por otra, como se ha indicado antes, la mayoría de los PGE aplicados a la vasija están en el ámbito de la Instrucción IS-23 [43], por lo que también han sido objeto de revisión por parte del CSN, a través del Plan Base de Inspección establecido. Para ello se ha seguido el procedimiento PT.IV.207 del CSN [44] con el que se supervisa que los aspectos programáticos y de ejecución del programa de inspección en servicio cumplen con los requisitos de la normativa aplicable, que se aplican los requisitos de nueva normativa o recomendaciones basadas en experiencia operativa y que proporcionan una capacidad adecuada para vigilar cualquier fenómeno de degradación que pudiera poner en evidencia la integridad estructural del componente.

De las comprobaciones realizadas por el CSN sobre los procesos de gestión del envejecimiento de los componentes de la vasija del reactor, se puede confirmar las conclusiones adoptadas por los titulares acerca de la eficacia de los mismos.

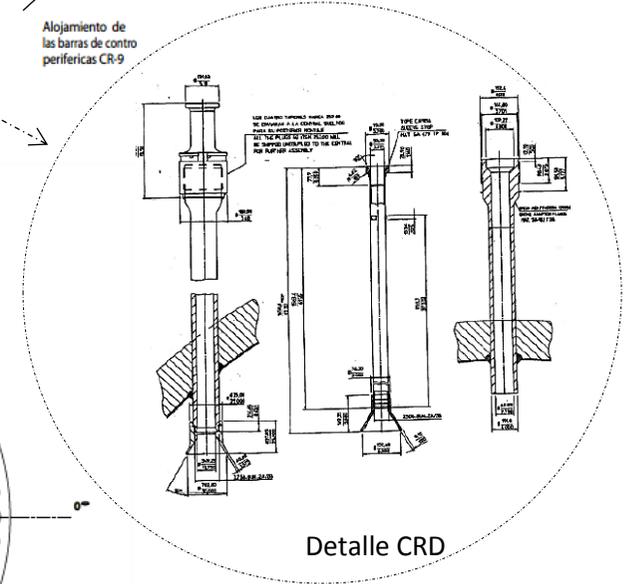
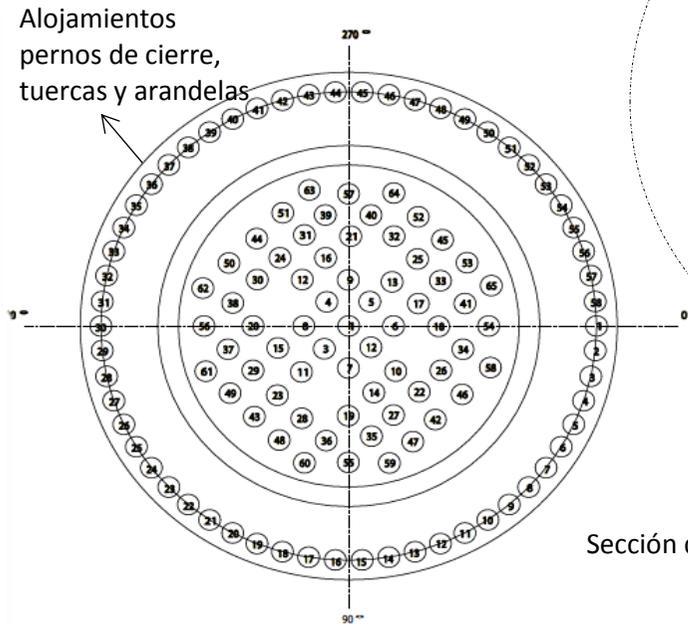
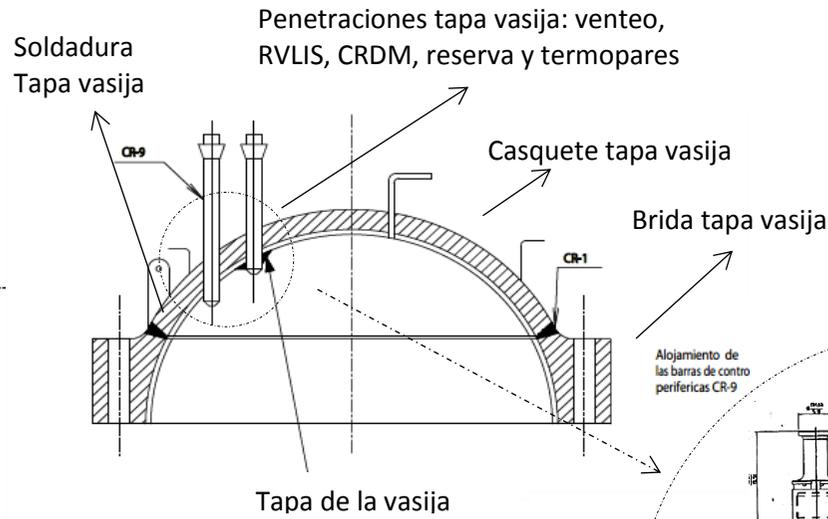
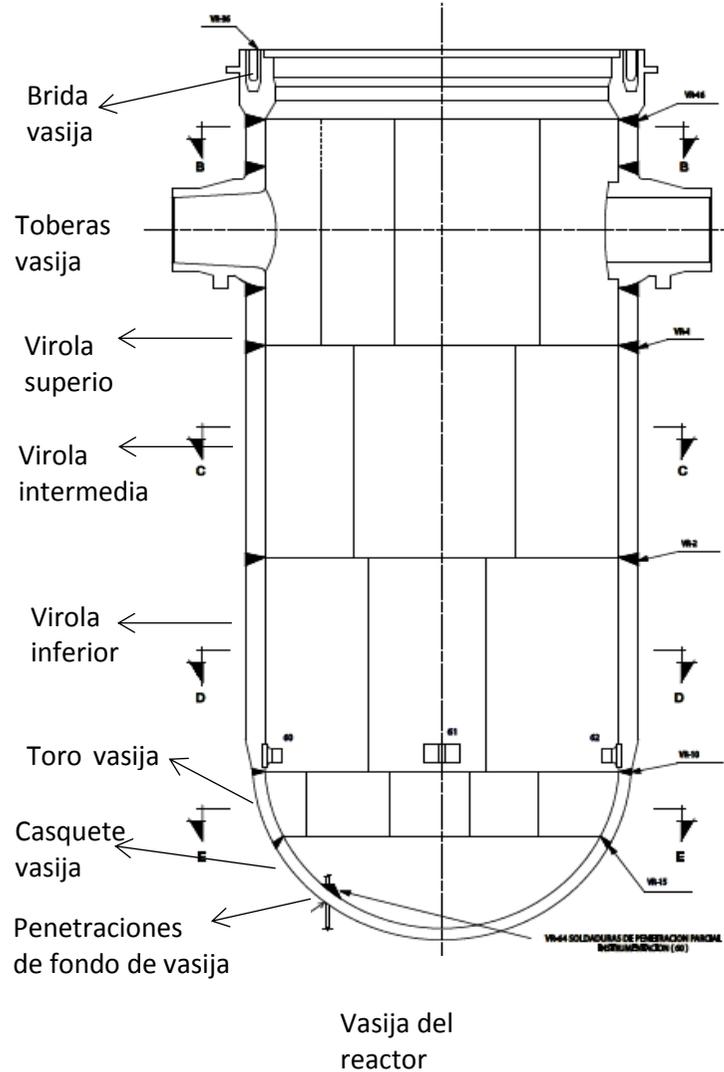
Así mismo, cabe indicar que los PGE implantados permiten detectar las degradaciones esperadas y actuar en consecuencia, manteniendo las funciones propias de los equipos, componentes y sistemas. La experiencia que se tiene hasta la redacción de este informe, es que todos los PGE se encuentran totalmente implantados y que los resultados muestran que no se han observado degradaciones previstas o no identificadas previamente que pudieran comprometer la integridad de las estructuras dentro del alcance del PGV.

En relación con los exámenes volumétricos realizados en base al programa de inspecciones de la vasija del reactor, cabe indicar que todos ellos se realizan mediante procedimiento de examen validados de acuerdo a la metodología UNESA-CEX-120 aprobada por el CSN, que ha tenido en cuenta la metodología resultante del proceso de armonización desarrollado en el seno del “European Network for Inspection Qualification” (ENIQ) y la posición de los reguladores europeos “Nuclear Regulators Working Group” (NRWG).

Como se ha indicado en el punto primero de este capítulo, la vasija del reactor es un componente básico en un programa de gestión de vida. De hecho, en la regulación aplicable se indica de manera específica que la gestión del envejecimiento de la vasija n del reactor y sus soldaduras tendrá en cuenta todos los factores relevantes, incluyendo al menos la fragilización, el envejecimiento térmico y la fatiga, para comparar su comportamiento frente a las predicciones de los análisis a lo largo de la vida del componente. Las evaluaciones de estos aspectos son consideradas por el CSN cruciales para las solicitudes de ampliación de licencia de 40 a 60 años de operación, máxime si para algunos de estos aspectos, por ejemplo la fatiga, la Industria está recogiendo nuevos datos experimentales que pueden dar lugar a una reconsideración de la metodología para evaluar el impacto de la fatiga ambiental.

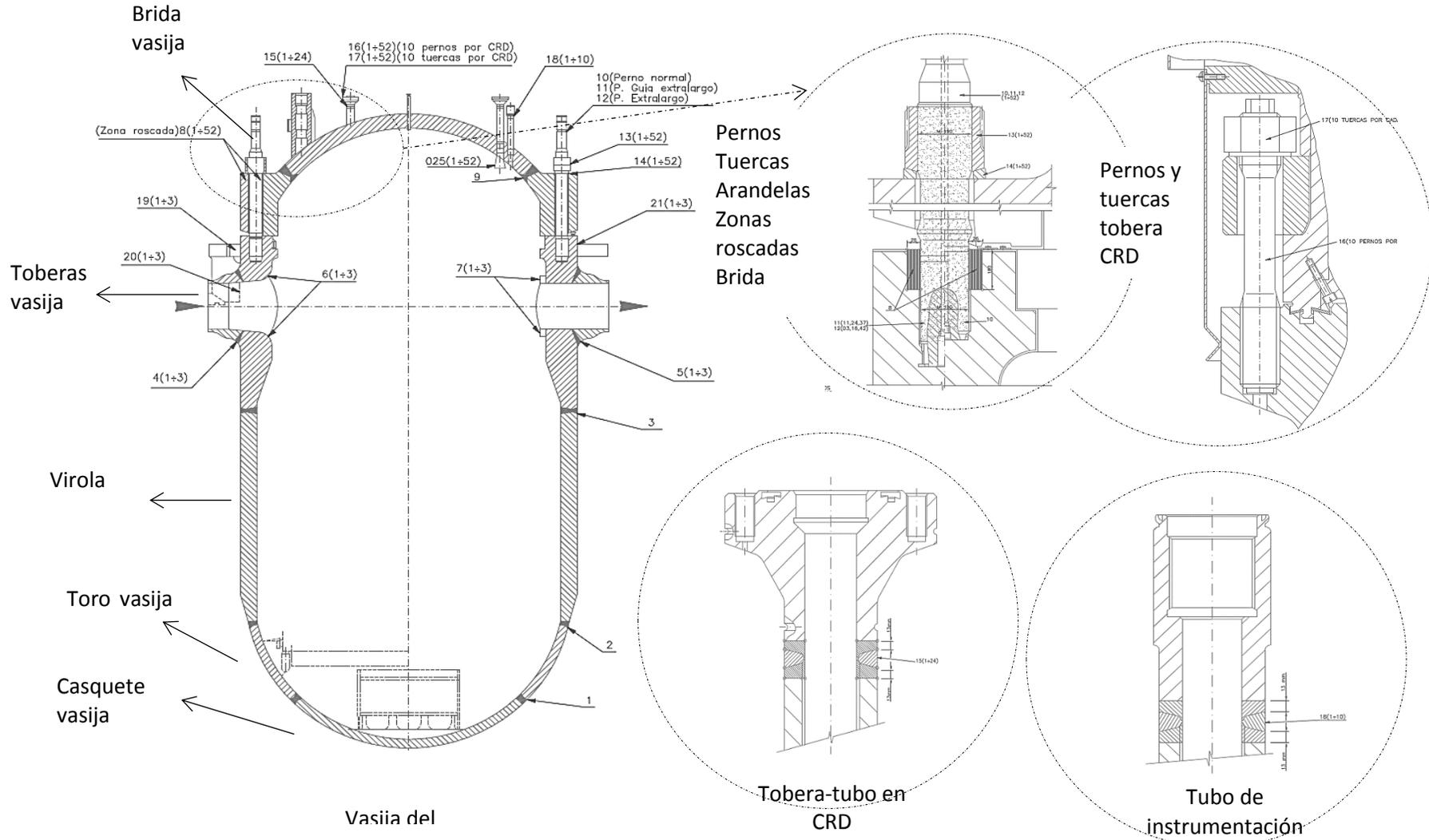
ANEXO AL CAPÍTULO 05

VASIJA TIPO PWR-W

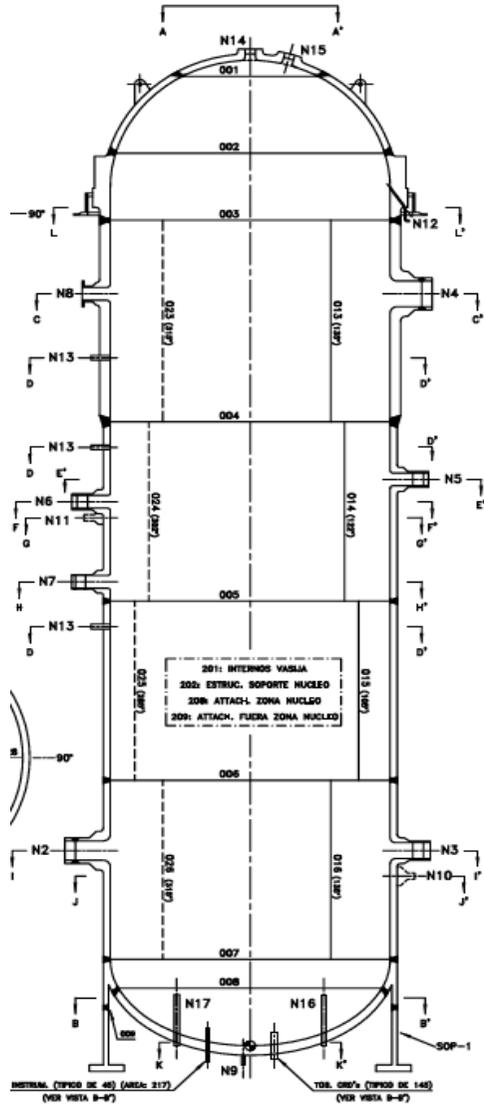


Sección de la vasija

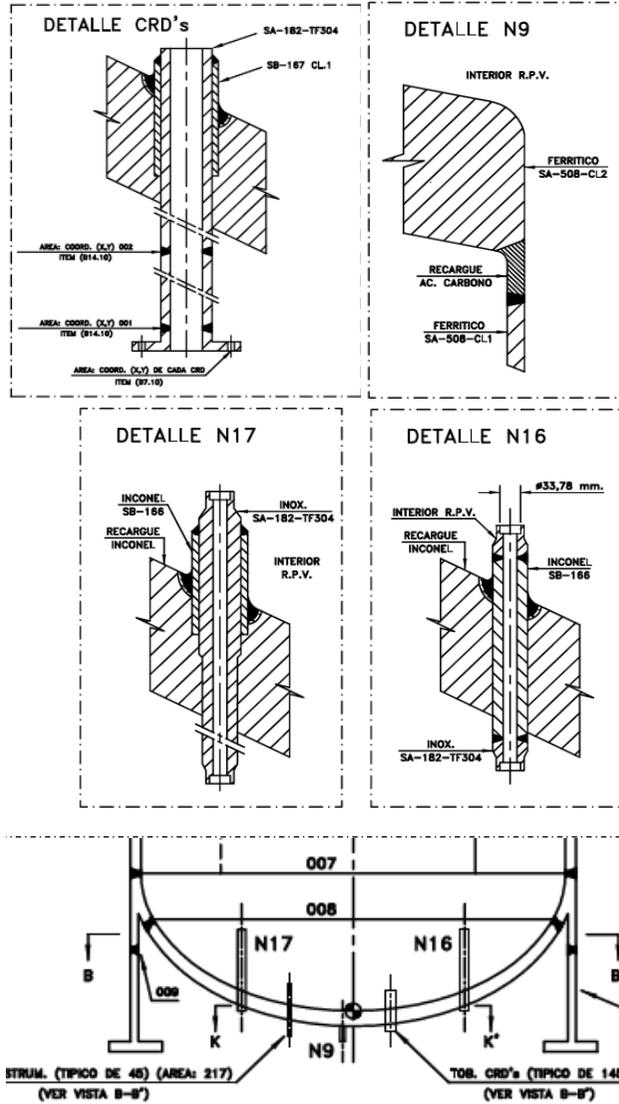
VASIJA TIPPO PWR-KWU



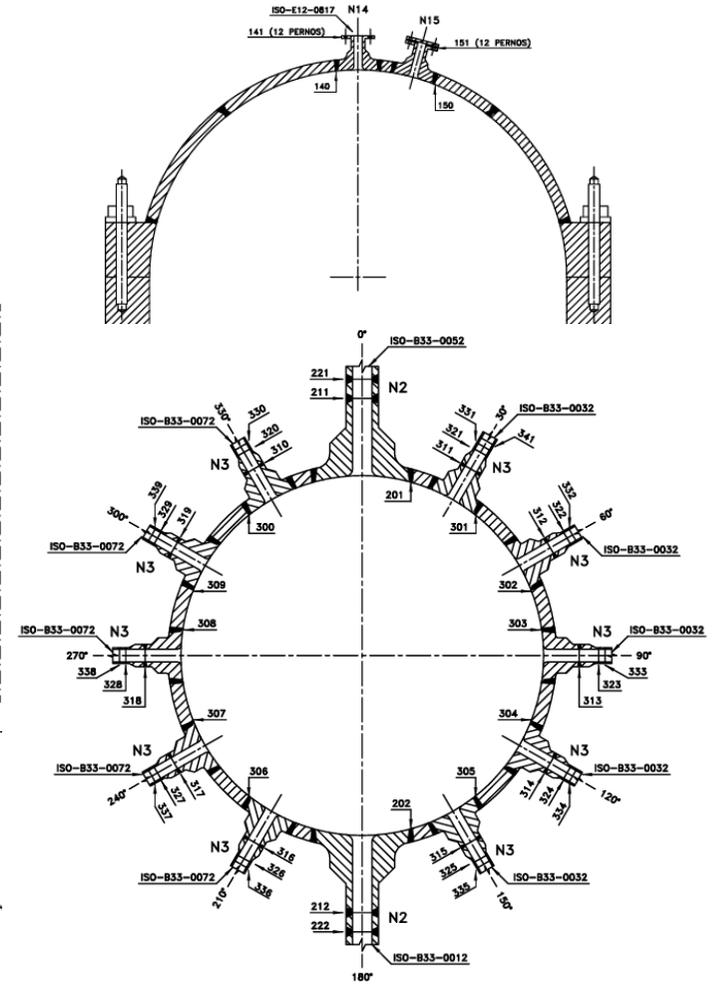
VASIJA TIPO BWR -GE



Vasija del reactor



Detalle fondo vasija v detalle de CRD's. N9, N16, N17



Tapa y sección vasija

06. Calandria / tubos de presión (CANDU)

Tal y como se ha indicado en el capítulo 01.2 del presente informe, en el parque nuclear español no existe este tipo de tecnología, por lo que este capítulo no aplica al presente informe.

07. Estructuras de contención de hormigón

07.1 Descripción del Programa de Gestión del Envejecimiento de estructuras de la contención hormigón

07.1.1 Alcance de la gestión del envejecimiento para estructuras de hormigón.

Las estructuras incluidas en el alcance del presente informe así como la descripción de sus funciones se han subdividido en este capítulo en función de la tecnología de diseño de la central.

Tecnología PWR tipo Westinghouse

Dentro de esta categoría se pueden diferenciar entre las contenciones de hormigón pretensado con armadura postesa y contenciones de hormigón armado.

Contención de hormigón pretensado con armadura postesa

Dentro de esta categoría se encuadran los reactores de las centrales de Ascó, con dos unidades, y de Vandellós II. Los edificios de contención que albergan los reactores están constituidos por estructuras de hormigón pretensado con tendones postensados, proyectadas por las empresas Bechtel e Initec.

Los edificios de contención fueron diseñados como estructuras en forma de cilindro vertical-recto de hormigón pretensado, con una losa de cimentación esencialmente plana con armadura convencional y cerrado en la parte superior mediante una cúpula toroesférica en el caso de la CN de Ascó y semiesférica en el caso de la CN de Vandellós II.

En la pared cilíndrica se disponen tres contrafuertes situados simétricamente cada 120°, utilizados para el anclaje de los tendones horizontales del sistema de pretensado. En el caso de la CN de Ascó en el extremo superior de la pared cilíndrica se dispone un anillo rigidizador que se utiliza para el anclaje de los tendones de cúpula.

Los espesores de la pared cilíndrica y de la cúpula son, respectivamente, de 1.15 m y de 1 m en la CN de Ascó y de 1.15 m y 0.95-1.15m en la CN de Vandellós II.

Debajo de las losas de cimentación se dispone una galería continua accesible para la instalación, tensionado e inspección de los tendones verticales.

Mediante el pretensado se inducen esfuerzos de compresión en el hormigón, de forma que cuando se aplica una carga como la presión de accidente de diseño los esfuerzos de tracción en el hormigón son minimizados.

En las contenciones pretensadas, las tensiones de compresión se inducen en ambas direcciones, vertical y horizontal, en el cilindro y en la cúpula. El nivel de pretensado se ajusta de forma que cuando se activan las fuerzas de tracción, para la mayoría de las combinaciones de carga no se llegan a producir tracciones en el hormigón.

La compresión en el hormigón se realiza mediante la instalación de tendones de acero de alta resistencia en conductos internos en la sección de hormigón y

tensándolos. Para proteger los tendones frente a la corrosión, los conductos se rellenan con grasa inhibidora de la corrosión. En el diseño de la contención para determinar el número y situación de los tendones se consideran también las pérdidas de tensión en los tendones que resultan de las fuerzas de fricción durante el tensionado, penetración de cuñas, el acortamiento elástico del hormigón, retracción y fluencia del hormigón y relajación del acero.

En el caso de la CN de Ascó el sistema de pretensado consta de tres familias de tendones (horizontales, verticales y de cúpula) con un número fijo de 37 cordones por tendón. En el caso de la CN de Vandellós II el sistema de pretensado consta de dos familias de tendones (horizontales y verticales en forma de “U” invertida) con un número variable de cordones por tendón, hasta un máximo de 53. Cada cordón está a su vez compuesto de siete alambres de acero de alta resistencia.

Los tendones se alojan dentro de vainas de 14 cm de diámetro, formados por fleje galvanizado de 0.60 mm de espesor que se dejan embebidas en el hormigón durante su construcción. Los tendones se tensan desde sus dos extremos mediante unos gatos hidráulicos, anclándose los cables del tendón mediante cuñas en una cabeza de anclaje. Esta cabeza de anclaje transmite la carga a una placa de reparto embebida en el hormigón, la cual a su vez transmite la carga a la estructura.

Contención de hormigón armado.

La CN de Almaraz está compuesta por dos unidades gemelas. Sus edificios de contención están constituidos por sendas estructuras de hormigón armado, proyectadas por Gibbs & Hill Inc. Estos recintos de contención de hormigón armado fueron diseñados como estructuras continuas, cilíndricas, verticales, con cúpulas semiesféricas y soportadas en una losa casi plana. El muro y la cúpula tienen 1.40 y 0.75 m de espesor respectivamente.

Para garantizar la estanqueidad en los recintos de contención se dispone internamente un forro de acero (liner) constituido por chapas de acero al carbono soldadas de diferentes espesores en función de las centrales (6.5 mm constante en Ascó y Vandellós II, 6 mm para el cilindro y la cúpula de Almaraz y 10 mm para la losa de cimentación) y va anclado a la cara interior del hormigón mediante conectores.

El revestimiento del suelo se instala sobre la losa de cimentación y posteriormente se cubre con una losa de hormigón de protección.

Las funciones de seguridad de las estructuras exterior de contención son para todos los casos: proporcionar contención de vapor y limitar las fugas de la contención después de un accidente dentro de contención, aislar el sistema de refrigeración del reactor y otros sistemas de seguridad de las condiciones extremas del medio ambiente y proporcionar blindaje biológico.

El proceso de selección de estructuras de hormigón de la contención, se ha realizado siguiendo los criterios de la IS-22 [21], los cuales están basados en el 10 CFR 54 [23], conforme a la metodología descrita en el capítulo 02 del presente informe.

En la siguiente tabla 07.1 se indican los componentes-tipo de la contención incluidos en el alcance y los mecanismos de envejecimiento significativos de los mismos que

requieren gestión tras la realización de la fase de Revisión de la Gestión del Envejecimiento (RGE) siguiendo la metodología descrita en el capítulo 02 de este informe.

Estructura	Mecanismo de envejecimiento
Componentes de hormigón	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Agrietamiento por: <ul style="list-style-type: none"> • asentamiento o movimiento de terreno. • ciclos hielo-deshielo ▪ Cambio en las propiedades por: <ul style="list-style-type: none"> • Lixiviación Ca(OH)₂ • Ataque químico ▪ Pérdida de material por <ul style="list-style-type: none"> • corrosión embebidos • ataque químico • ciclos hielo-deshielo ▪ Reducción capacidad de anclaje por degradación del hormigón (hormigón).
Liner de contención	Pérdida de material por corrosión
Tendones postensados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdida de Tensión por: <ul style="list-style-type: none"> • Alta temperatura • Fluencia • Retracción ▪ Pérdida de material por corrosión
Placas y cuñas de anclaje	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdida de Tensión por: <ul style="list-style-type: none"> • Alta temperatura • Fluencia • Retracción ▪ Pérdida de material por corrosión
Sellado perimetral de la contención (interfase liner- hormigón) y otros	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Agrietamiento por: <ul style="list-style-type: none"> • Exposición térmica • Irradiación ▪ Pérdida de flexibilidad y resistencia por degradación (elastómeros).
Cazafugas	Pérdida de material por corrosión

Tabla 07.1

Por último, tras haber identificado los efectos y mecanismos significativos que requieren gestión, se asignan los Programas de Gestión del Envejecimiento (PGE) del catálogo de la central realizados en base a los programas modelo del NUREG-1801 [25], y los LR-ISG, para gestionar dichos efectos de envejecimiento.

Tecnología PWR tipo KWU

La CN de Trillo, de diseño KWU, dispone de un edificio del reactor que está constituido básicamente por una estructura de hormigón armado envolvente, cuya base es una losa de cimentación circular de 59.20 m de diámetro y cuya cubierta es una cúpula semiesférica. Una esfera metálica de 53 m de diámetro interior situada en el interior del edificio, divide en dos entidades el conjunto: el edificio de contención, que es la parte situada en el interior de la esfera metálica y el anillo que está situado entre la esfera de contención metálica y la envolvente exterior de hormigón armado. El recinto de contención está diseñado para retener los materiales radiactivos que puedan liberarse desde el núcleo del reactor durante un accidente base de diseño de pérdida de refrigerante.

El método de selección de estructuras de hormigón, se ha realizado siguiendo los criterios del 10 CFR 54 [23], conforme a la metodología descrita en el capítulo 02 del presente informe.

Los componentes de la contención PWR tipo KWU incluidos en el alcance de este informe son: la estructura de hormigón que rodea la esfera de contención metálica, la calota y la zona de transición esfera-calota.

La identificación de los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos que requieren gestión para el caso de los componentes anteiores se ha realizado mediante el proceso de RGE, siguiendo la metodología descrita en el capítulo 02 de este informe. Mediante este proceso, se identificaron los efectos significativos para los elementos, que coinciden con los de la Tabla 07.1 (aquellos que le son aplicables).

La asignación de los PGE del catálogo de PGE de la CN de Trillo correspondientes, se realizó, como en los casos anteriores, de acuerdo con lo indicado en el NUREG-1801 [25] y los documentos LR-ISG.

Tecnología BWR de General Electric

La CN de Cofrentes cuenta con una contención primaria tipo Mark III diseñada por General Electric. Ésta se trata de una vasija de acero cilíndrica y autoportante con cúpula elipsoidal que es soportada por una contención de hormigón armado que se apoya sobre una losa de cimentación plana de hormigón armado y revestida de acero. La vasija de contención de acero está totalmente rodeada por un edificio de blindaje de hormigón armado que tiene forma cilíndrica y una cubierta en forma de cúpula rebajada. Entre ambos existe un espacio anular, llamado annulus, que se prolonga en la parte superior manteniéndose también la separación entre la vasija de la contención y la cúpula del edificio de blindaje.

La contención de hormigón es una estructura con función de retención de presión, de forma cilíndrica y recubierta con una lámina de acero, y que constituye la parte inferior del edificio. La contención de hormigón rodea la piscina de supresión y se eleva por encima del nivel de agua de la misma a fin de hacer mínimo el efecto de las cargas dinámicas producidas por la actuación de las válvulas de alivio y seguridad en la piscina de supresión. El muro cilíndrico de la contención está anclado en la losa de cimentación de hormigón. El Edificio de Blindaje y la Contención de acero están soportados por la contención de hormigón, y anclados en la misma, a una elevación aproximada de -0.80

m. La lámina de recubrimiento continúa por encima de la contención de hormigón y constituye parte de la contención metálica por encima de la elevación -0.80 m. La lámina de recubrimiento de la losa de cimentación está unida mediante soldadura estanca a la lámina de recubrimiento de la contención.

El edificio de Blindaje es una estructura cilíndrica de hormigón armado, con un diámetro interior de 37.8 m. y una cubierta de cúpula rebajada, soportado sobre una losa de cimentación común con la contención de hormigón y acero, y las estructuras internas del recinto de contención. El edificio de Blindaje rodea completamente a la Contención de acero. El edificio de Blindaje, funciona como barrera de contención secundaria para reducir la fuga durante y después de un accidente de pérdida de refrigerante, también proporciona blindaje biológico cuando el recinto de contención contiene productos de fisión y blindaje estructural frente a misiles externos.

El envejecimiento de las estructuras de contención de hormigón y edificio de blindaje de la CN de Cofrentes se vigila dentro de los PGE: PGE035 “ISI Contención de hormigón” (Subsección IWL de ASME XI), y PGE039 “Vigilancia de estructuras” (estructuras metálicas ancladas en el edificio de Blindaje, y de las juntas de dilatación localizadas entre el edificio de Blindaje y sus edificios anexos).

Para esta central, la identificación de los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos que requieren gestión en el caso de los componentes de las estructuras de hormigón se ha realizado, como en los casos anteriores, mediante el proceso de RGE, siguiendo la metodología descrita en el capítulo 02 de este informe. Mediante este proceso, los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos identificados por el titular son análogos a los incluidos en la Tabla 07.1.

07.1.2 Evaluación del envejecimiento de las estructuras de hormigón.

Los PGE asignados para gestionar los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos identificados en la tabla 07.1 para las diferentes estructuras y componentes de la contención son los siguientes:

- “Inspección en servicio de la contención (liner)”, basado en el AMP XI.S1 “ASME Section XI, Subsección IWE”, cuyo objeto es la realización de inspecciones visuales de todos los componentes de clase MC. Para el caso de las centrales que cuentan con programas que gestionan los efectos del liner, la barrera antihumedad y los cazafugas, se realizan inspecciones visuales en función de la categoría de examen de la tabla IWE-2500-1 a la que pertenece cada componente:
 - Categoría E-A, para las superficies accesibles de la contención, requiere exámenes visuales VT-3.
 - Categoría E-C, para las superficies de la contención requeridas a inspección aumentada, siendo necesario realizar inspecciones visuales VT-1 para las superficies visibles, y en caso de no serlo, vigilancia de espesor por ultrasonidos.

Este programa es aplicable a las centrales de tipo PWR de diseño Westinghouse.

En el caso de la central de diseño KWU se utiliza también la normativa alemana KTA 3401.4. Para el caso concreto de KWU, este programa también gestiona los efectos de los elementos elastoméricos de la transición esfera-calota.

- “Vigilancia de estructuras”, basado en el AMP XI.S6 “Structures Monitoring Program”. El alcance de este programa abarca todas aquellas estructuras que deben ser inspeccionadas y mantenidas para dar cumplimiento a lo indicado en la Regla de Mantenimiento (RM) (de acuerdo con la Instrucción del CSN IS-15), y cuyos requerimientos cumplen las directrices de la RG 1.160, del NUMARC 93-01 y de la guía de seguridad del CSN 1.18. Para el caso objeto de este estudio, las estructuras de contención, este programa gestiona los efectos de los componentes de hormigón. De este modo, se monitorizan las estructuras de contención del edificio del reactor mediante recorridos de inspección.
- “Prueba de fugas de la contención”, basado en el AMP XI.S4. Es un programa de control de fugas en la contención primaria aplicado en los PWR de diseño Westinghouse, para verificar su integridad y estanqueidad. Este programa se basa en la opción B del Apéndice J del 10 CFR Parte 50 y en la NRC Regulatory Guide 1.163.
- “Inspección en Servicio de la Contención (hormigón)” basado en el AMP XI.S2 “ASME Section, Subsection IWL”, que responde a la sección XI de ASME Subsección IWL. Así, se realizan inspecciones visuales para gestionar los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos de los elementos de hormigón. Este programa es aplicado a todas las centrales salvo a la central de diseño KWU.
- “Programa de gestión de tendones de contención”, basado en el AEFT X.S1, mediante el que se realizan ensayos de despegue periódicos en una muestra representativa de los tendones de la contención y se comparan los resultados obtenidos en los mismos con unos criterios de aceptación previamente definidos y que cumplen con lo indicado en la RG 1.35.1 “Determining prestressing forces for inspection of prestressed concrete containments”. También se realizan inspecciones visuales de los anclajes y análisis químicos de la grasa protectora. Este programa sólo es aplicable en las centrales con contención de hormigón armado pretensado.

La documentación empleada para la realización de los programas es aquella definida en el NUREG-1801 [25], junto con la indicada en el capítulo 02 de este informe. Además, para las estructuras de hormigón objeto de este estudio, se han empleado específicamente:

- **NUREG-1801 Rev. 2**, Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report, December 2010 [25].
- **10 CFR 54**, Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants [23].
- **10 CFR 50 Appendix J**, Primary Reactor Containment Leakage Testing for Water-Cooled Power Reactors, Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration, 2009.
- **KTA 3401.4**, Steel Containment Vessels. Part.4: Inservice Inspections. June 1991.
- **Instrucción del CSN IS-15**, Instrucción IS-15 (Rev. 1) sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares [45].
- **ASME Section XI Subsection IWE**, Requirements for Class MC and Metallic Liners of Class CC Components of Light-Water Cooled Plants. The ASME Boiler and Pressure Vessel Code, 2004. The American Society of Mechanical Engineers, New York.

- **ASME Section XI Subsection IWL**, Requirements for Class CC Concrete Components of Light-Water Cooled Power Plants. The ASME Boiler and Pressure Vessel Code, 2004. The American Society of Mechanical Engineers, New York.
- **ACI Standard 201.1R**, Guide for Making a Condition Survey of Concrete in Service, American Concrete Institute.
- **ACI Standard 349-3R**, Evaluation of Existing Nuclear Safety-Related Concrete Structures, American Concrete Institute.
- **NRC Regulatory Guide 1.163**, Performance-Based Containment Leak-Test Program, Rev. 0, US Nuclear Regulatory Commission, September 1995.
- **NRC Regulatory Guide 1.160**, Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants. US Nuclear Regulatory Commission Rev. 2. March 1997.
- **Guía de Seguridad 1.18**, Medida de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares [46].
- **ANSI/ANS 56.8**, American National Standard for Containment System Leakage Testing Requirements, 1994.
- **NEI 94-01**, Industry Guideline for Implementing Performance-Based Option 10 CFR Part 50 Appendix J, Rev.2.
- **10 CFR 50 Appendix B**, Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants, Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration, 2009.
- Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de las CC.NN.
- Manual de Garantía de Calidad de las CC.NN.

La experiencia operativa, tanto interna como externa, aplicable a cada PGE es analizada periódicamente conforme a la metodología descrita en el capítulo 02 del presente informe y la aplicación particular en cada planta se recoge en el apartado 07.2 del presente capítulo.

Por último, dentro de las actividades de I+D relacionadas con el comportamiento estructural del hormigón, cabe destacar la participación y promoción por parte del CSN del proyecto denominado "Hormigones de Zorita". Dicho proyecto surgió del establecimiento de un convenio de colaboración entre el CSN, diferentes titulares de centrales nucleares españolas y otras organizaciones, por la oportunidad derivada del proceso en curso de desmantelamiento de la Central Nuclear José Cabrera que permitiría el uso de muestras de material extraídas de diferentes elementos estructurales de la contención de la central para la realización de ensayos. Sus resultados permitirán profundizar en el estudio, tanto experimental como teórico, del comportamiento de las estructuras de hormigón bajo las condiciones de servicio del material (temperatura, radiación y otras) que se producen durante la operación de una central nuclear.

Otra actividad destacable en I+D, es la participación de CSN conjuntamente con el titular de las centrales de Ascó y Vandellós II y la Universidad Politécnica de Cataluña en el proyecto Vercors, auspiciado por la NEA, consistente en la fabricación de un modelo de contención de un PWR a escala 1/3 construido por EDF (Francia) para evaluar el efecto del envejecimiento y la modelización de la tasa de fugas durante las pruebas de presión. El proyecto incluye un benchmark y un posterior workshop en 2018.

07.1.3 Actividades de monitorización, pruebas, muestreo e inspección de estructuras de hormigón.

Se van a describir, para cada programa identificado en el epígrafe anterior, las actividades y las frecuencias de inspección definidas en las centrales nucleares españolas. Asimismo se identificará de forma general a todos los programas los criterios de aceptación empleados y los métodos para la evaluación de las tendencias.

Actividades y frecuencias de inspección

- Inspección en servicio de la contención (liner): En lo concerniente a las actividades de inspección incluidas en el programa “Inspección en servicio de la contención (metálico)”, se llevan a cabo mediante el “Programa de Inspección del Recinto de Contención”, que para las categorías de examen antes mencionadas son, de manera general, para las PWR de diseño Westinghouse:
 - Inspección visual VT-3 de las superficies de la contención (según Cat. E-A, ítem E1.11 de IWE ASME XI) / 100% cada periodo de inspección en servicio (ISI).
 - Inspección visual VT-3 de las barreras antihumedad de la contención (según Cat. E-A, ítem E1.30 de IWE de ASME XI) / 100% cada periodo ISI.
 - Inspección aumentada mediante VT-1 de superficies visible (según Cat. E-C, ítem E4.11 de IWE de ASME XI) / 100% cada periodo ISI.
 - Inspección aumentada mediante UT de superficies no visibles por VT-1 (según Cat. E-C, ítem E4.12 de IWE de ASME XI) / 100% cada periodo ISI.

En la central de diseño KWU se comprueba visualmente toda la zona de transición entre la contención metálica y las calotas de hormigón. Se comprueban posibles cambios del estado de la construcción debidos a influencias mecánicas, corrosión, daños en las pinturas de protección, grietas y capas, así como falta de estanqueidad en las zonas sometidas a tensión. Esta inspección se realiza con una frecuencia de dos recargas.

- Vigilancia de estructuras: Las inspecciones visuales llevadas a cabo en los edificios de contención de hormigón, incluidas en el programa “Vigilancia de estructuras”, están definidas en las guías o procedimientos desarrollados por cada titular dentro de su programa de la RM de estructuras y a partir de la guía de seguridad del CSN 1.18 [46]. A continuación se identifican todas ellas:
 - Con una periodicidad de dos inspecciones cada diez años se realiza una inspección visual de las superficies accesibles exteriores de la contención, con objeto de detectar signos de degradación exteriores tales como: fisuración anormal de la estructura, presencia de desconchados, cambios de volumen/porosidad, evidencia de disminución de resistencia, signos de deformaciones excesivas o asentamientos, presencia de reacciones árido-álcali, ataque químico, filtraciones de agua y signos de corrosión de armaduras.
 - Con una periodicidad de cada recarga se efectúan las siguientes inspecciones en la losa de hormigón de protección:
 - tubos embebidos para comprobar la presencia de agua en los mismos.

- sumideros de la contención para valorar posibles fugas al hormigón de protección, incluyendo las uniones de los canales interiores de la contención con los sumideros.
- pruebas de fugas de los canales de recogida de agua hacia los sumideros, para valorar el estado de las juntas comprendidas en ellos.

Asimismo se realiza la inspección del sellado de las juntas situadas en la losa de hormigón de la planta del edificio de contención, concretamente de:

- los sellados de las juntas de hormigonado de la losa,
- el sellado existente entre la losa y muros,
- sellado entre la losa y la chapa de revestimiento del muro exterior,
- sellado de juntas en la zona de los canales de recogida de agua.

Dichas inspecciones visuales están dirigidas a detectar posibles anomalías, tales como despegues, agrietamientos, ausencia de sellado, alojamiento de materiales extraños o desecamiento.

- A través de diversos procedimientos, encuadrados en algunas centrales dentro del Plan de Gestión de Vida y en otras en la RM, las centrales nucleares españolas realizan inspecciones del estado de superficies expuestas del hormigón enterrado, siempre que se lleven a cabo excavaciones que permitan acceder a áreas normalmente no accesibles. La inspección se realiza con el objeto de detectar los signos de degradación mencionados en el apartado anterior para superficies accesibles.
- Programa de gestión de tendones de contención: Las pruebas llevadas a cabo en los tendones postensados de los edificios de contención de hormigón, incluidas en el programa “Tendones de Contención” de Ascó y Vandellós II, comprenden la aplicación del ítem L2.10 (tendones) de la categoría de inspección L-B (sistema de tendones postensados no embebidos) de la subsección IWL de ASME XI.

Dentro del programa de gestión de tendones de contención se mide la fuerza de despegue de una muestra al azar representativa de un mínimo de 13 tendones (5 horizontales, 4 verticales y 4 en cúpula, para la CN de Ascó, y 4 en forma de U invertida y 9 horizontales, para la CN de Vandellós II) y se comparan con los límites previstos para cada uno de ellos. También se realizan una serie de inspecciones y análisis que se definen en el siguiente apartado de inspección en servicio. Una vez finalizada la vigilancia, las centrales realizan una evaluación técnica de los resultados obtenidos al objeto de analizar la evolución de las características del sistema de pretensado con relación a las previstas y a los resultados obtenidos en vigilancias anteriores y se proyecta la evolución para la próxima vigilancia tal y como pide el Requisito de Vigilancia de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF).

La frecuencia de los ensayos, acorde a IWL-2420 (a) de ASME XI, es de 5 años, siempre y cuando no se hayan detectado en las tres vigilancias anteriores indicios de degradación anormal de la integridad estructural de la contención que aconsejen aumentar la misma.

Los cálculos asociados a la pérdida de tensión de los tendones de contención cumplen la definición de Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT), por lo que su resolución debe realizarse antes de la solicitud para la operación a largo plazo. A fecha de edición de este informe el titular de la CN de Vandellós II ha desarrollado un nuevo cálculo a 60 años de la pérdida de tensión de los tendones de la contención en base a un modelo de elementos finitos corregido con los resultados derivados del programa de vigilancia. Conforme a éste, se comprueba que los valores tensionales de los tendones no descenderán los valores mínimos especificados durante la vida de la central a 60 años. Estos mismos cálculos están en fase de desarrollo para CN Ascó I y II.

- Prueba de fugas de la contención: El “Programa de pruebas A, B y C del recinto de la contención” y el procedimiento “Prueba de fuga integrada del recinto de la contención” definen la prueba integrada de fugas de la contención (Tipo A). Previamente a la realización de las pruebas de fuga tipo A, las centrales nucleares españolas realizan inspecciones visuales de las superficies accesibles interiores y exteriores para detectar posibles deterioros que puedan afectar a la integridad estructural o estanqueidad. Esta inspección incluye la chapa de revestimiento y se realiza durante la parada en la que se efectúen las pruebas de tipo A y al menos durante otras dos paradas para recarga en el periodo de 10 años de este ensayo. Cuando esta inspección visual coincida con una prueba de tipo A, se llevará a cabo antes, durante y después de dicha prueba en las superficies de hormigón y antes y después en las superficies de la chapa de revestimiento. Esta inspección se hace coincidir con la inspección visual general del edificio de contención que se realiza cada período de inspección que está incluida en el programa mencionado anteriormente, “Inspección en servicio de la contención (liner)”.
- Inspección en servicio de la contención (hormigón): A través de la gestión del envejecimiento de los elementos de hormigón en el programa “Inspección en servicio de la contención” se realizan inspecciones periódicas identificadas en Manual de Inspección en Servicio (MISI), para los ítems correspondientes a la Categoría L-A y a la Categoría L-B (para las centrales con contención pretensada) de ASME XI. En particular:
 - Inspección visual general de la superficie de las áreas accesibles del hormigón de contención y seguimiento de manchas de grasa (según categoría L-A, ítem L1.11 de ASME XI).
 - Inspección visual de detalle de la superficie de las áreas sospechosas de degradación del hormigón de contención (según categoría L-A, ítem L1.12 de ASME XI).
 - Inspección de Tendones de la contención según categoría L-B, ítem L2.10 de ASME XI): Ensayos de despegue, según el procedimiento de vigilancia PV-58A y MISI, para CN Ascó, y PMV-749 y MISI para CN Vandellós II.
 - Inspección de alambres / cordones de los tendones de la contención (según categoría L-B, ítem L2.20 de ASME XI): Inspección visual, ensayos de límite elástico, ensayos de resistencia a rotura, medida de alargamiento, según el procedimiento de vigilancia PV-58A y MISI, para CN Ascó, y PMV-749 y MISI para CN Vandellós II.

- Inspección de anclajes, caperuzas y superficies de hormigón adyacentes a los tendones de la contención (según categoría L-B, ítem L2.30 de ASME XI): Inspección visual de detalle, inspección acústica, según el procedimiento de vigilancia PV-58A y MISI, para CN Ascó, y PMV-749 y MISI para CN Vandellós II.
- Inspección y análisis de la grasa de protección de los tendones de contención (según categoría L-B, ítem L2.40 de ASME XI): análisis de alcalinidad, análisis del contenido de agua, análisis de concentración de cloruros, nitratos y sulfuros y diferencias de grasa retirada/inyectada, según el procedimiento de vigilancia PV-58A y MISI, para CN Ascó, y PMV-749 y MISI para CN Vandellós II.
- Medida y análisis del agua libre en los tendones de la contención (según categoría L-B, ítem L2.50 de ASME XI): volumen de agua libre en caperuzas y pH del agua libre de éstas, según el procedimiento de vigilancia PV-58A y MISI, para CN Ascó, y PMV-749 y MISI para CN Vandellós II.
- Manual de Vigilancia del Movimiento del Terreno (MVMT): En la CN de Ascó, debido al efecto del levantamiento del terreno, se dispone, desde el inicio de la operación comercial, de un Manual de Vigilancia del Movimiento del Terreno (MVMT). Mediante los diferentes libros contenidos en este manual se desarrolla, para CN Ascó 2, la sistemática de control a seguir en las estructuras, hidrología y geotecnia de la planta, definiendo una serie de parámetros a seguir y evaluar frente a los esperados y evaluados en los cálculos estructurales de las ESC afectadas por este fenómeno. En el caso concreto del edificio de contención se controla su movimiento topográfico, la deformada de la losa inferior del edificio y el grado y dirección de basculamiento del mismo.

En lo que respecta a la contención de CN Ascó I, el MVMT gestiona el control topográfico de los movimientos de este edificio, analizando los datos obtenidos a partir de puntos de nivelación.

Los cálculos asociados al movimiento del terreno en CN Ascó cumplen, asimismo, la definición de AEFT, por lo que, al igual que para los tendones, su resolución debe realizarse antes de la solicitud para la operación a largo plazo. Las revisiones periódicas de los cálculos y análisis relacionados con la predicción del movimiento del terreno aseguran que no se alcancen los límites de seguridad establecidos en el siguiente periodo de operación solicitado.

Criterios de Aceptación

- Inspección en servicio de la contención (metálico): Las áreas y elementos constituyentes de la contención primaria y que son gestionados con el programa “Inspección en Servicio de la Contención (metálico)” que son examinados, son evaluados siguiendo los criterios establecidos en el Artículo IWE-3000 de ASME XI, esto es, comparando los resultados de los exámenes realizados con los registros de la respectiva inspección base de referencia y aplicando los criterios recogidos en el IWE-3510 para la categoría E-A e IWE-3511 para la Categoría E-C.

Por otra parte, el espesor mínimo admisible utilizado para analizar los resultados de las inspecciones por ultrasonidos, son determinados por el departamento de ingeniería de planta, caso de no existir espesor nominal de referencia para la chapa del liner.

Además, se evalúa la aceptabilidad de las áreas inaccesibles, cuando se detecten condiciones en áreas accesibles que pudieran indicar la presencia o producir la degradación de dichas áreas inaccesibles.

En el caso específico de la inspección visual de la zona de transición esfera-calota de la CN de Trillo, los criterios de aceptación son perfecto estado de la caja de estanqueidad y total ausencia de daños.

- Vigilancia de estructuras e Inspección en servicio de la contención (hormigón): En el caso concreto de las estructuras de hormigón, los criterios de aceptación coinciden en ambos programas (“Vigilancia de estructuras” e “Inspección en servicio de la contención (hormigón)”), y están basados en el criterio del personal responsable según lo establecido en la guía ACI 201.1R. Así, se establecen tres niveles de aceptación, según criterios de ACI 349-3R:

- **Aceptable**: Las superficies de hormigón inspeccionadas se consideran aceptables si cumplen los siguientes criterios: Ausencia de fenómenos de lavado o ataque químico, ausencia de signos de abrasión, erosión y cavitación, ausencia de áreas laminadas o segregadas, descantilladuras de menos de 10 mm de profundidad y 100 mm en cualquier dimensión, ausencia de signos de corrosión en armaduras o anclaje de componentes, fisuras pasivas menores de 0.4 mm de anchura máxima, ausencia de deformaciones, asientos o movimientos excesivos y ausencia de reacciones árido-álcali, ataque químico u otro mecanismo de degradación activo.

- **Aceptable después de evaluación**: Se incluyen en esta categoría estructuras que requieren revisión para juzgar su aceptabilidad, es decir, presentan signos de degradación, que una vez analizados, se consideran aceptables.

El grado de degradación se puede juzgar como aceptable después de la evaluación, que puede consistir en inspección más detallada, ensayos, análisis o reparación.

- **No aceptable**: Las condiciones de las superficies de hormigón que exceden los límites indicados en el apartado anterior correspondiente a la categoría aceptable después de evaluación, se consideran no aceptables y requieren revisión técnica detallada.

Dicha revisión que puede incluir ensayos, inspección adicional o medios analíticos y la evaluación de la aceptabilidad de la estructura debe ser realizada por el ingeniero responsable.

- Programa de gestión de tendones de contención: Los criterios de aceptación para las pruebas relacionadas con los tendones de contención se incluyen en las ETF y son:

- **Fuerza de tracción observada** para cada uno de los 13 tendones seleccionados al azar, (distribuidos según lo indicado previamente en el punto de “Actividades y frecuencias de inspección” de este capítulo) dentro de los límites previstos para cada uno de ellos, de acuerdo a lo indicado anteriormente.

- En cada inspección se mantiene sin cambiar un tendón de cada familia para formar un historial y para correlacionar los datos observados. Si la fuerza de

despegue observada en cualquier tendón de la muestra original se encuentra entre el 95% del límite inferior previsto y el 90% de dicho límite inferior, deberá comprobarse la fuerza de despegue de los dos tendones adyacentes. Si resulta que estos dos tendones adyacentes se encuentran ambos por encima del 95% de su límite inferior previsto, en aquellos que se hallen por debajo del mínimo requerido por diseño se les restablecerá el esfuerzo esperado por cálculo para esa edad, y el grupo de tendones se considerará aceptable, cuando esta anomalía sea única. A menos que se identifique una degradación anormal del sistema de pretensado durante las tres últimas inspecciones consecutivas, la población de la muestra para las inspecciones subsiguientes incluirá por lo menos nueve tendones (3 de cada familia).

- Sobre los tendones que sean destensados (1 por familia) se identifica si hay hilos rotos o dañados. Tras su extracción se determina si: existen corrosiones, grietas o daños, presentan una serie de valores mínimos de límite elástico convencional, resistencia a la tracción y alargamiento.
- Alargamiento máximo permitido durante el retesado de los tendones previamente destensados.
- Fuerzas de despegue igual o superior a los límites establecidos para cada tipo, cúpula, verticales u horizontales.
- Determinación de la operabilidad, en relación al contenido de agua en la grasa de recubrimiento (según ASTM D95), alcalinidad (según ASTM D974), concentraciones de cloruros solubles en agua (según ASTM D512), determinando de nitratos (según ASTM D3867), sulfuros (según APHA 427, edición 14 o APHA 4500), ausencia de agua libre y comparación de la cantidad de grasa retirada y la inyectada, para evaluar las pérdidas de grasa por la estructura, y verificando que éstas no superan el 10% del volumen neto de grasa del tendón.
- Prueba de fugas de la contención: El criterio de aceptación para las distintas “pruebas tipo A” está recogido en las ETF de cada central, siendo:

La velocidad de fuga integrada global de la contención en la condición inicial (As-found) debe ser menor o igual que el criterio de aceptación de 1.0 La, a una presión comprendida entre 0.96 Pa y Pd, siendo:

La: 0.20% en peso de aire del recinto de contención cada 24 horas.

Pa: presión de accidente.

Pd: presión de diseño.

Al realizar la prueba tipo A y antes de entrar en un modo de operación en el que se requiera la integridad de la contención, se verifica que la tasa de fugas integrada de la contención en la condición final (as-left) no excede 0.75 La. En el caso de que esta prueba exceda el 0.75 La, se realizan las reparaciones o modificaciones establecidas y a continuación, una prueba adicional con resultado aceptable. Los valores as-left y as-found se calculan siguiendo la metodología descrita en ANSI/ANS 56.8.

Evaluación de tendencias

En cuanto a las inspecciones asociadas a los programas de contención metálica, tal y como establecen los MISI, las áreas de inspección en las que se hayan detectado indicaciones o degradaciones relevantes que requieran evaluación según el código ASME y resulten aceptables para continuar en servicio, son incluidas en la categoría de examen E-C (áreas requeridas a inspección aumentada) y reexaminadas en el próximo periodo de inspección. Las centrales nucleares españolas realizan estas inspecciones independientemente de que el método de aceptación del componente para continuar en servicio haya sido por evaluación de ingeniería o reparación. Si se demuestra con las inspecciones que los defectos o degradaciones permanecen invariables se puede volver al programa de inspección inicialmente previsto para el área o áreas en cuestión. Asimismo establece que, cuando se detecten áreas accesibles con condiciones que hagan sospechar condiciones de degradación en áreas inaccesibles, las centrales deben realizar una evaluación de dichas áreas inaccesibles.

En las centrales en las que las pruebas de fugas entran dentro del alcance, se mantiene actualizado el valor de fugas en las contenciones mediante los procedimientos de prueba de estanqueidad del recinto de contención ILRT.

Durante la realización de las inspecciones asociadas a los programas de contención de hormigón y de vigilancia de estructuras, se rellenan hojas de inspección con objeto de definir de forma precisa las áreas inspeccionadas y resultados de la evaluación de forma que sirvan de referencia para futuras inspecciones y listas de chequeo, que permitirán la inspección sistemática de los aspectos esenciales a evaluar.

Asimismo, en cumplimiento con los procedimientos de la RM se recoge que, en aquellas áreas donde la extensión de la degradación que se haya detectado es tal que, la estructura o componente inspeccionado pueda dejar de cumplir su función propia si se le permite continuar sin tomar acciones correctoras hasta la próxima inspección normal programada, se debe realizar, siempre que sea posible, una mayor monitorización realizando inspecciones visuales con una mayor frecuencia a las realizadas inicialmente.

En lo que respecta a la evolución de la tensión en los tendones (en las contenciones pretensadas) se trazan las fuerzas de pretensado estimadas y medidas en función del tiempo y se desarrolla la predicción del límite inferior (Predicted Lower Limit, PLL), el Minimum Required Value (MRV) y las líneas de tendencia para el periodo extendido de operación. La guía reguladora RG 1.35.1 proporciona orientación para el cálculo de PLL y el MRV. La línea de tendencia representa la tendencia de las fuerzas de pretensado en base a las fuerzas medidas actualmente. La Information Notice IN 99-10, proporciona una guía para la construcción de la línea de tendencia. La frecuencia de los ensayos, acorde a IWL-2420 (a) de ASME XI, cada 5 años, puede alterarse de acuerdo a estas tendencias.

07.1.4 Acciones preventivas y correctoras para estructuras de hormigón.

Acciones preventivas

Al tratarse de programas eminentemente de inspección o de monitorización, los titulares de las centrales nucleares españolas no consideran acciones preventivas para las estructuras de hormigón dentro del alcance de este informe (otras estructuras de las

centrales sí tienen acciones de este tipo). Este hecho se ve reforzado por los resultados de las inspecciones realizadas a lo largo de la vida de la central, que no han mostrado problemas de envejecimiento de entidad. No obstante, existe una excepción a este punto que son las centrales con contención pretensada debido a la singularidad que provoca la presencia de tendones en la estructura. A continuación se describen estas acciones preventivas para las centrales de Ascó y Vandellós II.

El programa de vigilancia de la integridad estructural relativo a superficies de hormigón exterior y sistema de tendones postensados es un programa de monitorización de la condición, sin embargo, se realizan acciones preventivas para prevenir la corrosión, verificando el estado de la grasa de recubrimiento en todos los tendones inspeccionados, de acuerdo con las ETF.

Antes de quitar la caperuza de los tendones, se observa el estado de la grasa (sólida o fluida), procediéndose a continuación a su extracción, observando el aspecto exterior de la misma la posible presencia de agua. Se toma una muestra de grasa para la realización de ensayos.

Adicionalmente, en la CN de Ascó se realiza, según procedimientos de vigilancia y carta del CSN ASCAS1-IMES-94-48:

- Inspección de la contención para detectar posibles fugas de grasa procedentes del sistema de pretensado.
- Inspección del nivel de grasa en el interior de las caperuzas superiores de la totalidad de los tendones verticales.
- Se registra la cantidad de grasa inyectada en cada tendón de la cúpula con el objetivo de identificar la fuga de la misma.

Por su parte, la CN de Vandellós II realiza el control de las manchas de grasa del edificio de contención cada 18 meses, adicionalmente a lo requerido por el código.

En el programa de “Tendones de la Contención” se vigilan las fuerzas de pretensado de cada una de las familias de tendones mediante ensayos de despegue de los mismos, actuando para mantenerlas por encima del valor mínimo requerido, de acuerdo con los criterios de aceptación descritos en los procedimientos de vigilancia, en caso necesario.

Acciones correctoras

Para la descripción de las acciones correctoras asociadas, se van a clasificar en función de los programas que se han considerado en los apartados anteriores.

- Inspección en servicio de la contención (liner). En el caso de que una inspección arroje un resultado no aceptable, los titulares adoptan una serie de medidas correctoras en función de si se trata de zonas accesibles o no.
 - Zonas accesibles:
 - Por reparación o sustitución: Cuando un área o componente no cumpla los criterios de aceptación debe ser calificado como no aceptable para continuar en servicio y se procede a la reparación o sustitución del mismo. La aceptabilidad del área o componente está determinada por los exámenes, aceptables, realizados tras la reparación o sustitución.

- Evaluación de ingeniería: Cuando un área o componente no cumpla los criterios de aceptación puede ser calificada como aceptable para continuar en servicio sin reparación si una evaluación de ingeniería determina que la indicación o degradación no es de naturaleza estructural o que siéndolo no afecta de manera inaceptable a la integridad estructural de la contención.
- Exámenes complementarios: Los exámenes utilizados para la detección de indicaciones o degradaciones pueden complementarse con otros métodos o técnicas de examen complementarias, que permitan la caracterización del defecto o degradación (por ejemplo, tamaño, profundidad y orientación).
- o Zonas no accesibles: Cuando existen condiciones de degradación en áreas accesibles de inspección, en la contención metálica, que pueden indicar la presencia o el resultado de degradación en áreas inaccesibles, se debe realizar una evaluación de aceptabilidad éstas.
- Inspección en servicio de la contención (hormigón). En el caso de que una inspección arroje un resultado no aceptable, los titulares adoptan una serie de medidas correctoras que están presentes en los procedimientos aplicables de ISI, fundamentados en la subsección IWL de ASME XI.
 - o Las condiciones de las superficies de hormigón que exceden los límites indicados en el apartado anterior correspondiente a la categoría aceptable después de evaluación, se consideran no aceptables y requieren revisión técnica detallada.
 - o En el caso de detectarse elementos o zonas de la estructura que presenten signos de degradación considerados no aceptables, debe realizarse una evaluación de la posible presencia de dichos defectos en áreas no accesibles y por tanto no inspeccionadas. Además se proponen medios alternativos de inspección o análisis justificativos acerca de la no posibilidad de presencia de efectos en dichas áreas por ausencia de la causa-raíz o por no ser potencialmente significativos.
 - o En caso de requerirse reparación/sustitución, estas actividades se llevarán a cabo de acuerdo con lo indicado en el artículo IWL-4000 de ASME XI.

Adicionalmente cuando se encuentran indicaciones o degradaciones aceptables en áreas de categoría de examen L-A (superficie de hormigón) se requiere una evaluación de las áreas inaccesibles de la contención de hormigón si en las áreas accesibles existen condiciones que pudieran indicar la degradación de las áreas inaccesibles.

Posteriormente, el titular elabora rellena un informe de evaluación final que incluye entre otros, una descripción acerca de los análisis justificativos y medidas correctoras previstas, para las condiciones que hayan excedido los límites indicados anteriormente.

- Prueba de fugas de la contención. Las acciones correctoras de este programa se toman del Apéndice J del 10 CFR 50 y NEI 94-01. Según el programa de fugas, y en cumplimiento con ETF, si una prueba tipo A no satisface el límite de 0.75·La se debe identificar la causa y tomar las acciones correctoras necesarias. Una vez corregido el problema se debe establecer de nuevo el criterio de funcionamiento realizando una prueba adicional tipo A con resultado aceptable, dentro de los 48 meses pero

no antes de 24 meses. Si esta prueba es aceptable se puede volver al intervalo extendido de 10 años.

- Vigilancia de estructuras. Los titulares aplican los criterios generales de la RM a este programa. El plazo de las acciones correctoras dependen de los procedimientos concretos de cada central y de la duración de sus ciclos de recarga. Aunque los procesos pueden variar ligeramente en función de la central, en caso de identificación de indicaciones o signos de degradación que clasifiquen la estructura en la categoría de “no aceptable” o “aceptable después de evaluación o con deficiencias” se requiere la evaluación y definición de acciones correctoras de dichas indicaciones:
 - Aceptables después de evaluación o aceptable con deficiencias. Las aquellas ESC con resultado no aceptable en la segunda evaluación serán analizadas por ingeniería. Se estudiarán a fondo las características de las degradaciones tales como alcance, grado, causas y propagación. Se analizará el impacto de las degradaciones sobre la capacidad y función estructural. Se ampliarán las inspecciones y se realizarán los ensayos y análisis que se consideren necesarios. Se realizará una tercera evaluación que se documentará mediante informe y cuyo resultado podrá ser:
 - Aceptable.
 - Aceptable con deficiencias. Deficiencias menores que no impliquen incumplimiento de alguna de sus funciones de diseño. Las acciones resultantes deberán realizarse hasta la siguiente inspección. Estas pueden ser:
 - Vigilancia normal.
 - Vigilancia con una mayor frecuencia.
 - Reparar.
 - Sustituir.
 - No aceptable. No cumple con los criterios de aceptación grado 2 y el estado de la ESC no garantiza el cumplimiento de alguna de sus funciones o cumple con los requisitos de diseño pero se prevé incumplimiento de alguno de ellos antes de la siguiente inspección. Las estructuras que tras su evaluación exijan reparación deben ser restauradas a sus características de resistencia, durabilidad y rendimiento deseados.
- Tendones de la contención. Las acciones correctoras en el ámbito del programa “Tendones de la Contención” se incluyen en los correspondientes procedimientos de vigilancia. En dicha documentación se distingue entre acciones relacionadas con la integridad estructural y acciones relacionadas con el comportamiento de los propios tendones.
 - Relacionadas con la integridad estructural
 - En caso de que los esfuerzos promedio sean inferiores a los mínimos requeridos para cada familia, se repondrán los esfuerzos en 72 horas o se situará la planta en espera caliente en 6 horas y en parada fría en 30 horas.

- Si la tendencia de las pérdidas de tensión en un tendón o grupo de tendones, es tal que se pueda alcanzar el valor mínimo requerido antes de la siguiente vigilancia, se amplía las fuerzas de despegue de tendones adicionales y se determina la causa del suceso.
- Si la fuerza de despegue de uno o más tendones se encuentra entre el 90 y el 95% del límite inferior de la banda de tolerancia y al menos la uno de sus tendones adyacentes se encuentra por debajo del 95%, se mide la fuerza de despegue de tendones adicionales para determinar la causa.
- Si la fuerza de despegue de uno o más tendones seleccionado se encuentra por debajo del 90% del límite inferior de la banda de tolerancia, se mide la fuerza de despegue de sus tendones adyacentes, se destensa el tendón o tendones afectados inspeccionándose para identificar posibles cordones rotos y se extrae un cordón para su examen visual y realización de ensayos.
- o Relacionadas con el correcto comportamiento de los tendones.
 - Si la fuerza de despegue observada en cualquier tendón de la muestra original se encuentra entre el 95% del límite inferior previsto y el 90% de dicho límite inferior, se comprueba la fuerza de despegue de los tendones adyacentes. Si resulta que estos dos tendones adyacentes se encuentran ambos por encima del 95% de su límite inferior previsto, en aquellos que se hallan por debajo del mínimo requerido por diseño se les restablece el esfuerzo esperado por cálculo para esa edad, y el grupo de tendones se considerará aceptable, cuando esa anomalía sea única.
 - Para los tendones extraídos se toma como criterio de aceptación que se encuentren libres de corrosión, grietas o daños. Se requieren, asimismo, valores mínimos de límite elástico, resistencia mínima a la tracción y alargamiento.
 - En caso de incumplirse los límites especificados se debe llevar a cabo una investigación para asegurar que los valores encontrados no comprometen la integridad del sistema de pretensado o, en su caso, devolver el sistema a las condiciones de diseño.

En todo caso, las acciones asociadas a la aplicación de los programas se realizan de acuerdo con los requisitos establecidos en el programa de Garantía de Calidad de la Central, el cual está de acuerdo con los requisitos del Apéndice B del 10 CFR 50 y se considera adecuado para el análisis e implantación de las acciones correctoras.

07.2 Experiencia de la aplicación de los PGEs relacionada con las estructuras de hormigón.

En este apartado se incluyen todas las experiencias que los titulares de las centrales nucleares españolas han recogido en sus informes.

CENTRAL NUCLEAR DE ASCÓ

En el marco del programa de "Inspección en servicio de la contención (metálica)", durante la recarga R21 de la unidad 1, se encontró la junta perimetral del edificio de contención degradada y con discontinuidades, permitiendo la entrada de agua a las

cotas inferiores del liner, siendo ésta una zona inaccesible. Adicionalmente a la reparación de la junta perimetral se llevaron a cabo mediciones de espesor por ultrasonidos del liner cada 20 cm en la interfase liner-hormigón de la zona de la junta y por debajo de la junta a la vez que se realizaron inspecciones superficiales mediante líquidos penetrantes en las siete zonas a reparar. Del total de 651 tomas de espesores en la zona de la junta se encontraron 4 medidas por debajo de 4.5 mm (el liner dispone de 6.5 mm de espesor nominal), las cuales fueron reparadas. Del total de 415 tomas de espesores de la zona por debajo de la junta se encontraron 3 zonas con espesores menores a 4.75 mm, las cuales también fueron reparadas. La inspección superficial mediante líquidos penetrantes no detectó ninguna indicación.

En la recarga R21 de la unidad 1 de la CN de Ascó y la recarga R20 en la unidad 2, durante las pruebas de fugas realizadas en los cazafugas del liner en el edificio de contención se encontraron 2 circuitos cazafugas por grupo con indicaciones de fuga. Dichos canales de cazafugas fueron reparados y se les realizó la prueba de fugas con resultado aceptable.

Después de las diferentes actividades llevadas a cabo en el liner de la contención se puede concluir que la integridad del mismo es aceptable y cumple con su función propia.

El programa de “Inspección en servicio de la contención (hormigón)” ha demostrado la efectividad en la detección y corrección de los efectos degradatorios sobre la superficie de hormigón de la contención de la CN de Ascó.

Tras la evaluación de los últimos resultados obtenidos de las inspecciones de la integridad estructural de la contención, tanto para unidad 1 y unidad 2 de la CN de Ascó, se concluye que tanto las nuevas fisuras como las ya existentes son de escasa importancia y normales en estructuras de hormigón. Las nuevas fisuras reportadas son de 0,2 mm y las fisuras cuyo espesor aumenta pasan de 0.2 a 0.3 mm, creando una tendencia muy lenta en la aparición de fisuras nuevas y de ensanchamiento de las existentes. La mayoría de fisuras se sitúan en la zona próxima a los cajetines de los tendones de cúpula. Desde las primeras inspecciones se detectó una fisura horizontal situada a la altura de los cajetines inferiores de anclaje de los tendones de cúpula. No se han encontrado variaciones significativas respecto a la inspección anterior en esta fisura. Estas fisuras se atribuyen a la próxima concentración de tensiones debidas a los anclajes de los tendones y a la geometría del hormigón (muchas aristas y poco espesor). Asimismo, se concluye que la cantidad de grasa que aflora a través de las fisuras es reducida, además de no identificar un aumento significativo de los puntos de afloramiento de grasa tal y como se ha documentado en varios informes realizados entre 2011 y 2014.

Durante el 2013 se detectó, en la unidad 2 de CN Ascó, presencia de agua libre en los tendones H41, H-125 y H-102. Derivado de este suceso se inspeccionó el 100% de las caperuzas de los tendones horizontales en búsqueda de agua libre y se verificó el estado de los tendones. Se encontró indicios de corrosión en algunos tendones los cuales fueron sustituidos de forma preventiva.

En vista del histórico de resultados obtenidos en la CN de Ascó, el programa de “Prueba de fugas de la contención”, se demuestra que la aplicación del programa ha sido

efectiva en la prevención de fugas inaceptables en componentes pertenecientes a la envolvente de presión de la contención. La experiencia operativa de la aplicación este programa resalta la aparición de fallos periódicos, principalmente a través de válvulas de aislamiento de la contención, relacionados con fugas a través del asiento, fuera del alcance de este programa.

En cuanto al programa de "Tendones de la Contención", se demuestra, en base a los resultados, que en la CN de Ascó el programa de gestión de tendones de la contención ha sido efectivo en la identificación de efectos de envejecimiento y ha permitido tomar las medidas correctoras apropiadas antes de que tuviera lugar la pérdida de función.

En particular, en CN Ascó I:

Durante la 4ª vigilancia se determinó realizar un retesado selectivo de tendones horizontales para situar el margen de seguridad en la próxima vigilancia en una zona segura, al salir un margen de seguridad calculado muy ajustado para la 5ª vigilancia.

Para CN Ascó 2:

Durante la 6ª vigilancia se obtuvo en el tendón H-32 de la familia horizontal una tensión inferior a la esperada pero aún superior al 95% del límite inferior; se destesó y se volvió a tesar a la tensión de la época de construcción.

Teniendo todo esto en cuenta, el titular asegura que se ha comprobado la eficacia del programa para llevar a cabo una correcta gestión del envejecimiento de los edificios de contención que se encuentran dentro del alcance. Cabe destacar que, si bien las condiciones a las que están sujetos estos elementos son susceptibles según el NUREG-1801 [25] a los mecanismos mencionados en el apartado 07.1.1, por las experiencias operativas en él recogidas, el propio programa requiere una ampliación del mismo, en caso de detectarse otros mecanismos de envejecimiento durante el desarrollo de las inspecciones

CENTRAL NUCLEAR DE VANDELLÓS II

En lo relativo al estado de la parte inaccesible del liner de la contención, bajo el hormigón de protección, las inspecciones y pruebas realizadas a través del programa de "Inspección en servicio de la contención (metálica)", en la recarga R14 de 2005 se observó que, debido a un deterioro en el sellado de las juntas de la losa de protección en la cota 100 de la contención (principalmente en los tramos ubicados en el interior de los canales de recogida de agua), se había detectado presencia de agua en los tubos embebidos en la misma, la cual podía suponer una seria amenaza de corrosión del liner debajo de la losa y difícilmente detectable a la vista.

En esa parada de recarga de 2005 se realizaron igualmente mediciones de espesores en el liner de contención. Para ello se realizó una campaña de medida de potenciales y de velocidad de corrosión. Se seleccionó el punto con mayor valor de potenciales de corrosión y velocidades de corrosión para realizar una cata en el hormigón en la cota 100 y poder valorar el estado del liner. Se observó una capa superficial de óxido pero sin pérdida de espesor. Se realizaron reparaciones sobre todas las zonas susceptibles de permitir paso de agua al hormigón de protección (juntas de las losas de protección del

liner, tuberías de drenaje embebidas y sumideros de la Contención) y se realizó el vaciado de todo el agua presente en los tubos embebidos.

Tras la evaluación realizada se concluyó que la pérdida de material por corrosión en la zona identificada con la velocidad de corrosión más alta, era despreciable. Esto se debía a que, a pesar de tener valores de velocidad de corrosión elevados, este proceso se dio en periodos de tiempo cortos, por lo que no se había producido prácticamente pérdidas de espesor del liner y, por tanto, no presentaba indicios que indicasen que podía estar sufriendo un proceso de corrosión que pusiese en riesgo su integridad.

Desde el año 2000 se realizan tareas de inspección de los tubos embebidos en la losa de protección de cota 100, realizando controles de nivel de agua detectada, análisis y extracción de la misma, además de la reparación de los tramos de juntas deterioradas tras la inspección visual

El programa de “Inspección en servicio de la contención (hormigón)” ha permitido observar la aparición de manchas de grasa en la superficie exterior del edificio de contención debido a fugas a través de los muros exteriores por pérdida de estanqueidad en las vainas. Este fenómeno se ha observado en diversas centrales nucleares. Se trata de un hecho documentado recogiendo en la normativa disponible, como es ACI y SEI/ASCE, y se vigila mediante inspecciones periódicas que se realizan durante la vida de la central. En la CN de Vandellós II se realizó el estudio sobre el posible origen e influencia de las manchas de grasa observadas y en la realización de ensayos de idoneidad de materiales en su comportamiento a largo plazo.

La fuga de grasa a través de los muros exteriores del edificio de Contención se considera una anomalía aceptable en cuanto a que no afecta a la integridad y seguridad de la estructura externa de contención, aunque debe ser seguida y vigilada por si aparecieran indicios de degradación más significativos. En el procedimiento vigilancia se incluye el seguimiento de las manchas de grasa con una frecuencia de cada ciclo. Adicionalmente, y como resultado de los análisis realizados se ejecuta cada 18 meses el control de las manchas de grasa.

En vista del histórico de resultados obtenidos en la CN de Vandellós II, el programa de “Prueba de fugas de la contención”, se demuestra que la aplicación del programa ha sido efectiva en la prevención de fugas inaceptables en componentes pertenecientes a la envolvente de presión de la contención.

La experiencia operativa de la aplicación este programa resalta la aparición de fallos periódicos, principalmente a través de válvulas de aislamiento de la contención, relacionados con fugas a través del asiento, fuera del alcance de este programa.

En cuanto al programa de “Tendones de la Contención” en la CN de Vandellós II, se han tomado las medidas correctoras necesarias, en lo referente a los ensayos de despegue de los tendones, tales como limpiezas de anclajes, inyección de grasa, sustitución de cables en los tendones, etc., en cumplimiento con los criterios de aceptación de los procedimientos de vigilancia, tal y como queda recogido en diferentes órdenes de trabajo.

Teniendo todo esto en cuenta, el titular asegura que se ha comprobado la eficacia del programa para llevar a cabo una correcta gestión del envejecimiento de los edificios de contención que se encuentran dentro del alcance. Cabe destacar que, si bien las condiciones a las que están sujetos estos elementos son susceptibles según el NUREG-1801 [25] a los mecanismos mencionados en el apartado 07.1.1, por las experiencias operativas en él recogidas, el propio programa requiere una ampliación del mismo, en caso de detectarse otros mecanismos de envejecimiento durante el desarrollo de las inspecciones.

CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ

La actuación realizada en los edificios de contención para las maniobras de extracción e introducción de los generadores de vapor para su sustitución durante el año 1996, requirió la apertura de huecos de aproximadamente 7x8 metros en los muros laterales, a la cota de las plantas de maniobras de ambas unidades. La prueba de estanqueidad (fugas integradas) y de integridad estructural realizada tras el cierre de los huecos, permitió verificar el correcto comportamiento de la contención bajo la presión de prueba, confirmándose que el proceso de apertura y cierre de los huecos en los muros de la contención no afectó a la integridad estructural del recinto, restituyéndose la estructura a su condición original.

Por otra parte, en los componentes incluidos en el alcance de esta evaluación de CN Almaraz no se han registrado experiencias operativas relevantes que pudieran degradar o perjudicar la función propia de los mismos. Únicamente se han detectado pequeñas degradaciones puntuales que se corresponden con los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos gestionados por los PGE asignados para estos componentes, de acuerdo con la RGE explicada en el primer apartado de este documento, tras las cuales se llevaron a cabo las acciones correctoras oportunas:

- En el año 1998 se detectó pérdida de material por corrosión general en los pilares, vigas, techos, muros interiores y revestimientos metálicos (liner) del edificio de contención. Como acción correctora se reparó el revestimiento en las superficies interiores de la contención (liner).
- En el año 2003 durante la inspección de la barrera antihumedad se identificó la presencia de corrosión en la zona de contacto losa-muro en la planta -7.85 m. Tras la medición de espesores de la zona y la verificación de que los valores eran aceptables se propuso la modificación del zócalo existente, achaflanándolo para evitar la acumulación de agua procedente de condensaciones en la zona.
- En el año 2015 también se detectaron pequeñas indicaciones de óxido en el liner tras lo cual se repararon los desconchones puntuales.

Teniendo todo esto en cuenta, se puede comprobar la eficacia de las inspecciones consideradas para llevar a cabo una adecuada gestión del envejecimiento de los edificios incluidos en el alcance, de forma que es posible detectar las degradaciones y actuar en consecuencia, manteniendo las funciones propias de los equipos, componentes y sistemas.

CENTRAL NUCLEAR DE TRILLO

Sobre los componentes incluidos en el alcance de esta evaluación, para la CN de Trillo no se han registrado experiencias operativas relevantes que pudieran degradar o perjudicar

la función propia de los mismos. Únicamente se han detectado pequeñas degradaciones puntuales, que se corresponden con los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos gestionados por los PGE asignados para estos componentes, de acuerdo con la RGE explicada en el primer apartado del informe, tras las cuales se llevaron a cabo las acciones correctoras oportunas:

- En los años 1992 y 2002 se encontraron algunas zonas de la transición esfera-calota con presencia de óxido debido a corrosión general. Como acción correctora, se llevó a cabo un saneado de todos los puntos del encuentro de la esfera metálica con el hormigón de la calota donde se detectó tal corrosión y se repuso el revestimiento original.
- En el año 2006 se detectaron desconchones en los muros exteriores de hormigón, tras lo cual se llevó a cabo un saneado de las superficies deterioradas.
- En el año 2008 se detectaron desconchones de hormigón bajo la esclusa de personal como consecuencia de la corrosión de armadura superficial, tras lo cual se llevó a cabo una reparación y saneado de la fisuración.

Teniendo todo esto en cuenta, se puede comprobar la eficacia de las inspecciones consideradas para llevar a cabo una adecuada gestión del envejecimiento de la parte del edificio del reactor que se encuentra dentro del alcance de este capítulo, de forma que es posible detectar las degradaciones y actuar en consecuencia, manteniendo las funciones propias de los equipos, componentes y sistemas.

CENTRAL NUCLEAR DE COFRENTES

El análisis de la experiencia operativa asociada a los componentes de contención de hormigón tratados en este capítulo se recoge en los informes de seguimiento de cada uno de los programas que los gestionan. En dichos informes se evalúa si los efectos de envejecimiento detectados se corresponden con los efectos de envejecimiento postulados durante la RGE.

Respecto a la experiencia operativa relevante cabe destacar que:

- De la experiencia de las inspecciones requeridas por MISI, durante la inspección de la contención de hormigón por el lado del “Annulus”, en el año 2003 se observó acumulación de agua en la parte inferior, un sumidero colmatado obstruido y la aparición de manchas de óxido localizadas en la zona de interfase acero de la contención metálica con el hormigón del zócalo, atribuyéndose como causa más probable de ésta, a la condensación del vapor de agua procedente de unas fugas del sistema E32 (Control de fugas de las MSIV) y a la obstrucción de la línea sifónica de drenaje del sumidero. En esa recarga se desobstruyó el drenaje del sumidero y se repararon las oxidaciones detectadas así como el área de sellado hormigón-metal.
- De acuerdo con el análisis de la experiencia operativa de la industria, se identificó en 2011 la Information Notice IN-2011-20 de fecha 18/11/2011 proveniente de la NRC. Esta Information Notice trata sobre la degradación del hormigón producida por una reacción “alkali-silica” (ASR, reacción árido-álcali).

Consecuentemente, durante 2012 se realizó una inspección en planta por parte de una empresa certificada en la que se detectaron indicios de presencia de reacciones árido-álcali (ASR) en el hormigón, por lo que se tomaron muestras (testigos) de

hormigón de varias estructuras para su análisis. Sobre la base de estas observaciones, se llegó a la conclusión de la presencia de indicios de reactividad árido-álcali (ASR) en etapas poco maduras de su desarrollo pero, al no establecerse un diagnóstico concluyente, se tienen previstas nuevas actividades de seguimiento y evaluación de este mecanismo de envejecimiento.

07.3 Evaluación y conclusiones del regulador sobre gestión del envejecimiento de las contenciones de hormigón

No todos los programas que se han incluido dentro del alcance de este capítulo para la gestión de las estructuras de contención de hormigón se aplican desde el inicio de la explotación comercial de las centrales.

La inspección de las superficies visibles de hormigón de las contenciones y la del liner se hacía coincidiendo con las pruebas de fugas tipo A (ILRT) desde el inicio de la explotación, considerando base de referencia la inspección realizada en la prueba pre-nuclear de integridad estructural de la contención (SIT).

En el caso de las contenciones pretensadas, la vigilancia del sistema de pretensado se realizaba mediante la aplicación de la RG. 1.35 de la NRC y estaba recogido en las ETF.

Tras la publicación de las subsecciones IWE e IWL del código ASME XI (1994), el CSN requirió a los titulares que se incluyera para su aplicación el capítulo correspondiente en el MISI de cada instalación y que los requisitos de vigilancia de las contenciones recogidos en las ETF se adaptaran de acuerdo a las mencionadas subsecciones. Dicha adaptación no requirió cambios significativos, ya que los requisitos de la sección IWL coinciden en gran medida con lo requerido en la RG. 1.35 Rev. 3.

Como se ha indicado a lo largo de este informe, los programas de inspección en servicio (contención metálica-liner, de hormigón y los programas de vigilancia de tendones), que son los que suponen la amplia mayoría de las inspecciones dentro del alcance seleccionado, están conformados de acuerdo a la normativa de ASME. Por tanto se puede resaltar la homogeneidad en el alcance, las inspecciones y en los criterios de aceptación. Estos programas se encuentran recogidos en los Manuales de Inspección en Servicio de cada instalación, que es enviado por cada titular al organismo regulador antes de cada parada de recarga. Adicionalmente, de acuerdo con las ETF, en el caso de detectarse alguna desviación significativa de forma que no cumpla algún criterio de aceptación en la vigilancia tanto de las superficies de hormigón y acero como en el sistema de pretensado, el titular debe remitir un informe especial al CSN reportando dicha anomalía e indicando las acciones emprendidas y previstas.

Desde el punto de vista del regulador, cabe destacar como una mejora importante en el seguimiento del comportamiento de las estructuras de seguridad, el realizado a través de los programas de vigilancia de estructuras que se aplican con el alcance actual desde la implantación de la Regla de Mantenimiento en el parque español, desde comienzos de los años 2000.

Todos los programas identificados por los titulares en este capítulo son inspeccionados por el CSN dentro del Plan Base de Inspección del seguimiento de la efectividad de la RM aplicada a las estructuras. La RM está desarrollada en España a través de la Instrucción del CSN IS-15 [45] sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia de la efectividad del mantenimiento en centrales nucleares, en revisión 1 de 2016 y de la guía de seguridad 1.18 [46] “Medida de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares”. Cada dos años el CSN realiza una inspección de acuerdo con el procedimiento del CSN PT.IV.210_02.

De las comprobaciones realizadas por el CSN sobre los procesos de gestión del envejecimiento de las estructuras de contención de hormigón de las centrales nucleares españolas, se puede confirmar las conclusiones adoptadas por los titulares acerca de la eficacia de los mismos.

Cabe mencionar algunos aspectos relacionados con los PGE de las contenciones descritos en los apartados anteriores, en los que el CSN ha intervenido requiriendo acciones adicionales.

- Como ya se ha indicado, en la CN de Ascó desde antes del inicio de la operación comercial de la unidad 2, se detectó un proceso de levantamiento del terreno que afectaba a diferentes estructuras. Como consecuencia hubo que establecer un Manual de Vigilancia del Movimiento del Terreno (MVMT) donde se establecía la sistemática de control a seguir en las estructuras, hidrología y geotecnia de la planta. Entre las estructuras afectadas se encuentra el edificio de contención, y esto llevó a requerir al titular de la CN de Ascó, que en el establecimiento del programa de vigilancia de tendones de acuerdo a los requisitos de la RG. 1.35, no pudieran considerarse como estructuras gemelas las contenciones de las dos unidades debido al hecho diferencial de los movimientos del terreno, debiendo definir programas de vigilancia independientes para cada una de ellas.
- En la unidad 1 de la CN de Ascó, en los resultados de las tres primeras vigilancias del sistema de pretensado, se identificó una tendencia generalizada en la pérdida de tensión diferida de los tendones horizontales mayor a la prevista en diseño, por lo que se solicitó al titular un análisis del comportamiento a largo plazo del sistema y como consecuencia del mismo se realizó una campaña de retesado de los tendones horizontales tras la cuarta vigilancia del sistema.
- También asociado a las vigilancias de la CN de Ascó, ante la detección en algunos casos en las primeras vigilancias de una importante pérdida de grasa de protección de los tendones, se requirió la realización de un estudio para analizar la incidencia de la grasa filtrada por fisuras sobre el comportamiento estructural del hormigón. Dicho estudio fue realizado por la Universidad Politécnica de Cataluña en 1993. Posteriormente, en el año 2000 se realizó una campaña de ensayos no destructivos mediante georadar en la pared exterior de contención de la CN de Ascó I para la detección y localización de posibles bolsas de grasa procedentes del sistema de pretensado.

Los programas implantados permiten detectar las degradaciones y actuar en consecuencia, manteniendo las funciones propias de los equipos, componentes y

sistemas. Nunca se han observado degradaciones de niveles que pudieran comprometer la integridad de las estructuras dentro del alcance de estudio.

No obstante lo anterior se observan algunos aspectos en los que existen aspectos de mejora o de especial seguimiento que son tratados con el titular dentro de la actividad reguladora del CSN y que se exponen a continuación.

- Si bien la selección de ESC y los criterios de aceptación dentro de los programas son homogéneos entre las diferentes centrales nucleares españolas, se ha observado cierta heterogeneidad en la priorización de las acciones correctoras y en el número de actuaciones de mantenimiento menores pendientes. En las inspecciones bianuales de seguimiento realizadas por el CSN se está focalizando en el tratamiento de las acciones correctoras dadas por los diferentes titulares con el fin de homogenizar la priorización en base a la experiencia operativa.
- En los programas relacionados con el MISI de contención (IWE-IWL) o en el caso de la CN de Ascó con el Manual de Vigilancia de los movimientos del terreno (MVMT), pese a alimentar a la RM de estructuras, al ser ejecutados por personal diferente al del departamento encargado de la RM, en algunas ocasiones no son priorizadas sus acciones correctoras con los mismos criterios que aquellas que son establecidas por el departamento encargado de la RM. Algo similar puede ocurrir con el programa de “Vigilancia de estructuras”, basado en el AMP XI.S6 “Structures Monitoring Program”, que coincide básicamente, aunque con algunas pequeñas diferencias en el alcance, con la aplicación de la RM.
- Este hecho llevó a la necesidad, dentro de la actividad reguladora del CSN, de focalizar en la fase de implantación de los programas la comprobación de que estaban bien definidas, por parte de los titulares, las responsabilidades para la aplicación de los PGE correspondientes a cada una de las estructuras y el seguimiento de las acciones correctoras y evaluación de resultados.

08. Vasijas de presión de hormigón pretensado

Tal y como se ha indicado en el capítulo 01.2 del presente informe, en el parque nuclear español no existe este tipo de tecnología, por lo que este capítulo no aplica al presente informe.

09. Conclusiones generales

Desde la década de los noventa, la gestión de vida ha supuesto un conjunto de actividades recurrentes en las centrales nucleares españolas, nacidas tanto de la propia explotación de la central como de la necesidad de dar respuesta a los requisitos reguladores, establecidos en los primeros años de vida de las centrales por condiciones específicas en los permisos de explotación.

Asimismo, las centrales nucleares españolas están sometidas a un proceso de evaluación continuo y a una Revisión Periódica de la Seguridad cada 10 años, donde se analizan, entre otros aspectos, el control y la mitigación del envejecimiento de las Estructuras Sistemas y Componentes (ESC), de acuerdo con lo establecido en la Guía de Seguridad GS-1.10 [22] cuya primera edición se emitió en 1995. Recientemente, esta guía ha sido revisada y adaptada a la guía aplicable de la IAEA [47].

En 2009 se editó la Instrucción del CSN IS-22 sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y operación a largo plazo de centrales nucleares en la cual se establecen los requisitos así como la metodología para el desarrollo de los Planes de Gestión de Vida (PGV). La metodología de esta Instrucción está basada en la regulación americana, concretamente en el 10 CFR 54 [23], la cual está más ampliamente desarrollada en los documentos NUREG-1800 [24] y NUREG-1801 [25] así como en la guía desarrollada por la industria NEI 95-10 [26].

Adicionalmente a esta regulación, el CSN ha emitido otra normativa aplicable a ciertas ESC que se encuentran dentro del alcance del Plan de Gestión de Vida. Este es el caso de la Instrucción del CSN IS-15 [45] sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares, aplicable para la vigilancia de la condición de estructuras y componentes, entre las que se encuentra la contención; y la Instrucción del CSN IS-23 [43] sobre inspección en servicio de centrales nucleares, aplicable para la vigilancia del programa de inspecciones y pruebas de los sistemas clase 1, 2 y 3, entre los que se encuentran la vasija a presión del reactor y la estructura de la contención.

Los requisitos reguladores establecidos por el CSN requieren a las centrales nucleares españolas el desarrollo e implantación de un PGV, definido como el programa de acciones de gestión del envejecimiento que tiene como objetivo alcanzar la vida de diseño original de la instalación sin deterioro de la seguridad y manteniendo el cumplimiento de las bases de licencia vigentes.

Como antes se ha indicado, en relación con la gestión del envejecimiento cabe destacar la existencia de una normativa nacional, con rango de ley, tal como es la Instrucción IS-22 [21], sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares.

Las características esenciales de la Instrucción IS-22 son:

- Es aplicable a la gestión del envejecimiento “físico”, durante la vida de diseño y la Operación a largo Plazo (OLP).

- Su alcance se refiere a los componentes de centrales nucleares “pasivos” y de “vida larga” dado que el envejecimiento de los componentes “activos” se gestiona mediante la Regla de Mantenimiento (Instrucción IS-15 [45] del CSN, y otros programas de mantenimiento e inspección de la central).
- Los aspectos técnicos y la metodología de análisis, se basan en la Regla 10 CFR 54 [23], y los documentos que la desarrollan anteriormente citados, en tanto que los aspectos administrativos (tipos de informes, contenido y forma de presentación de las solicitudes, etc.), son propios de la regulación española.
- En cuanto a su contenido específico establece los requisitos y criterios para:
 - Definir el proceso de “alcance y selección” para identificar las estructuras y componentes que requieren gestión del envejecimiento, y realizar el proceso de revisión de la gestión del envejecimiento (RGE) de las mismas que incluye a su vez las actividades de, identificación de los mecanismos y efectos del envejecimiento significativos, evaluación de las prácticas de mantenimiento, y definición de los Programas de Gestión del Envejecimiento (PGE) aplicable para la gestión de dichos efectos y mecanismos.
 - Identificar y resolver los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT).
 - Determinar las actividades de gestión del envejecimiento a realizar durante la vida de diseño, mediante el Plan de Gestión de Vida.
 - Preparar la solicitud de autorización para la OLP mediante el Plan Integrado de Evaluación de Gestión del Envejecimiento (PIEGE).
 - Determinar las actividades a realizar durante la OLP según un Plan de Gestión del Vida a largo plazo, PGV-LP.
 - Preparar la documentación sobre gestión de vida, definiendo los informes a emitir durante la vida de diseño (informes anuales de gestión del envejecimiento), el contenido del PIEGE y los informes anuales a emitir durante la OLP.

Recientemente, a lo largo del periodo de tiempo en que se ha elaborado el presente informe, el CSN ha revisado la Instrucción IS-22 [48]. La nueva revisión no introduce cambios significativos en su contenido. Básicamente clarifica ciertos conceptos y términos respecto a la revisión anterior e impone como requisito la actualización de los Planes de Gestión de Vida como consecuencia de modificaciones físicas de planta, resultados de la revisión de experiencia operativa o cambios en el marco normativo, y asimismo especifica el periodo máximo de dicha actualización. Esta revisión de la IS-22 no supone un gran cambio en el método de trabajo de las centrales nucleares españolas ni tampoco en el del CSN, pues aunque en la anterior revisión no se imponían estos requisitos de actualización, las centrales nucleares lo venían realizando de facto, y remitían la documentación como respuesta a las solicitudes del CSN.

Debido a la edad del parque nuclear español, la cual se encuentra para algunas centrales cercana a los 40 años tal y como se puede observar en la figura del capítulo 01.2, las

centrales nucleares de Almaraz y Vandellós II han realizado y presentado al CSN sus Planes Integrados de Evaluación de la Gestión del Envejecimiento (PIEGE) en junio y julio de 2017 respectivamente, los cuales son requeridos, según la IS-22 para la solicitud de autorización para la operación a largo plazo.

En el capítulo 02 del presente informe se ha descrito el proceso que los titulares de las centrales españolas han llevado a cabo para desarrollar sus Planes de Gestión de Vida, incluyéndose al final de dicho capítulo las conclusiones de la evaluación realizada por el CSN al respecto, así como las buenas prácticas que se han identificado en el trabajo de los titulares.

Posteriormente, en los capítulos 03, 04, 05 y 07 del presente informe se ha descrito el proceso desarrollado por los titulares, para gestionar los efectos y mecanismos de envejecimiento significativos identificados como resultado del proceso de RGE aplicado sobre los cables eléctricos, tuberías enterradas y de acceso restringido, vasija a presión del reactor y estructuras de la contención de hormigón respectivamente. Análogamente al capítulo 02, al finalizar cada capítulo se han expuesto los resultados de la evaluación realizada por el CSN de cada uno de dichos procesos, describiendo asimismo los resultados más significativos de la aplicación de los PGE aplicables y resaltando las fortalezas y posibles aspectos de mejora de los mismos.

Los capítulos 06 y 08 aplicables a las calandrias/tubos de presión y vasijas de presión de hormigón pretensado no aplican al presente informe, ya que en el parque nuclear español no hay este tipo de tecnología.

De la evaluación realizada por el CSN del contenido del capítulo 02 de este informe que describe el proceso de la gestión del envejecimiento, se destaca lo siguiente:

- La primera conclusión general es que los Planes de Gestión de Vida actualmente establecidos por los titulares de las centrales nucleares españolas cumplen con los niveles de referencia de WENRA correspondientes a la gestión del envejecimiento citados en la especificación [1].
- El CSN considera que la metodología aplicada por los titulares para realizar las actividades de alcance y selección de estructuras y componentes, identificación de los mecanismos y efectos de envejecimiento significativos sobre los mismos y desarrollo de los PGE necesarios para su mitigación y control cumple con los requisitos de la IS-22 [21] y que dicho proceso se encuentra asimismo correctamente documentado, por lo que se considera adecuado.
- El CSN, como organismo regulador, revisa los Planes de Gestión de Vida de las centrales nucleares españolas mediante evaluaciones y en las inspecciones bienales que se realizan como consecuencia del Plan Base de Inspección del CSN.

Como documentación utilizada por el CSN para dicha supervisión, se encuentra el informe anual de actividades de gestión del envejecimiento remitido por los titulares de acuerdo a lo requerido en la Instrucción IS-22 [21], que recoge, entre otra

información, las actividades de los PGE y sus resultados desarrolladas en el año anterior.

El CSN ha desarrollado procedimientos específicos para la realización de las actividades de inspección y evaluación sobre la gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de las centrales nucleares, en concreto los procedimientos:

- PT.IV.223 “Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de inspección)” [41].
- PT.IV.105 “Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de evaluación)” [42] respectivamente.
- PT.IV.207 “Inspección en servicio” [44].
- PT.IV.210 “Efectividad del mantenimiento (bienal)” [49].
- Adicionalmente a estas inspecciones del CSN, los Planes de Gestión de Vida de los titulares están sometidos a auditorías internas como consecuencia de sus propios procesos internos.
- Los hallazgos, posibles mejoras y compromisos adquiridos como resultado de las inspecciones del CSN y las auditorías internas, son introducidos por las centrales nucleares españolas dentro de sus programas de acciones correctoras para su gestión e implantación, y se documentan en los informes anuales anteriormente citados. De este modo se dispone de trazabilidad de la gestión y resolución de los mismos en el plazo y forma previstos o de las posibles desviaciones en su resolución.

En cuanto a la gestión del envejecimiento de los elementos citados en la especificación de WENRA, cables, tuberías enterradas, vasija y contención de hormigón, se puede concluir lo siguiente:

- Las actividades de los PGE se encuentran actualmente ya iniciadas, si bien su grado de implantación varía de unas centrales a otras. Del análisis de los resultados de los mismos se puede concluir que en ningún caso se han detectado degradaciones que no estuvieran previstas ni degradaciones de un nivel tal que pudiera comprometer el cumplimiento de las funciones propias de la estructura o componente afectado.
- En algunas ocasiones se ha identificado que la realización de las acciones correctoras de las degradaciones detectadas no se priorizaban adecuadamente, aunque en ninguno de los casos se llegara a comprometer su función de seguridad.
- En cuanto a las tuberías enterradas, la experiencia operativa motivó que algunas centrales modificasen las actividades de sus PGE asociadas a la vigilancia del sistema de protección contra incendios de acuerdo con la NEI 09-14. Esta metodología desarrollada por EPRI clasifica las tuberías enterradas en función del riesgo, y utiliza el software BPWorks. Si bien ha sido utilizada ampliamente en las centrales nucleares

americanas con buenos resultados, su eficacia no ha sido demostrada aún en el caso de las centrales nucleares españolas que han optado por ella.

- En ocasiones los titulares han encontrado dificultades en cuanto a la obtención de información correspondiente con la época de construcción de las centrales, como por ejemplo el trazado de tuberías enterradas, sus recubrimientos o los rellenos utilizados, o también en cuanto al rutado de cables de origen del proyecto.

Como aspectos positivos (fortalezas) del proceso de desarrollo del PGV realizado por las centrales españolas, se consideran los siguientes:

- Cabe destacar, la estructura organizativa que los titulares han establecido para realizar las actividades de gestión de vida de las centrales siendo el elemento clave sobre el que se basa esta organización el “Comité de Gestión de Vida”, de carácter multidisciplinar, que favorece una comunicación fluida entre los distintos departamentos involucrados en la gestión del envejecimiento y que resulta fundamental a la hora de la implantación y seguimiento correcto de las numerosas actividades que incorporan los más de cuarenta PGE incluidos en cada uno de los PGV de centrales españolas.
- Asimismo, otra figura importante es la del “coordinador de Gestión de Vida”, que establece la coordinación general de las actividades de gestión de vida en cada una de las centrales, facilitando las sinergias que dan lugar a un desarrollo más eficiente de cada uno de los programas.
- El CSN valora positivamente el desarrollo, por parte de los titulares, de bases de datos específicas que gestionan todo el proceso de desarrollo del Plan de Gestión de Vida, y la documentación soporte del mismo.
- El CSN valora también positivamente la elaboración de guías técnicas en donde las centrales nucleares españolas definen la metodología a seguir para el desarrollo de las diferentes tareas que conlleva la gestión del envejecimiento: alcance y selección, proceso RGE, revisión de la experiencia operativa, desarrollo de los PGE y sus manuales, elaboración de informes de seguimiento de los PGE, identificación de los AEFT, etc.
- Se valoran igualmente de modo positivo los siguientes aspectos:
 - El proceso de actualización y mejora continua de los PGE aplicado por todas las centrales, en base al análisis de los resultados de aplicación de los mismos, al impacto de las modificaciones de diseño o aparición de nueva normativa, a los resultados de la revisión de la experiencia operativa interna y externa, así como a los resultados de programas específicos de I+D nacionales e internacionales (IGALL [40]).
 - Los indicadores de efectividad de los PGE con los cuales se valora periódicamente de manera cuantitativa o cualitativa la efectividad de cada PGE, y por tanto el conjunto del PGV.

- Sin embargo, conviene aclarar que no hay homogeneidad en la definición de los indicadores para todas las centrales. La única central que dispone de indicadores numéricos es la CN de Cofrentes, mientras que el resto disponen de indicadores cualitativos.
- Asimismo, también se ha observado durante las inspecciones realizadas por el CSN, que existe diversidad en las centrales en cuanto al grado de objetividad y autoevaluación a la hora de valorar su efectividad a través de estos indicadores.

Como aspectos positivos (fortalezas) de los PGE de cables, tuberías enterradas y de acceso restringido, vasija y estructuras de contención de hormigón desarrollados por las centrales nucleares españolas se consideran los siguientes:

- La respuesta de las centrales a la recomendación del CSN de incluir dentro del alcance de sus PGE, los cables con requisito de calificación ambiental, que no están incluidos en el alcance de los programas modelo del NUREG-1801 [25], lo que permite el seguimiento de la condición real de dichos cables durante su vida de diseño.
- En cuanto a los PGE de cables, se valora asimismo la inclusión en los mismos de actividades adicionales a las específicamente requeridas en los programas modelo del NUREG-1801 [25], tales como la realización de *walkdowns* para la identificación de puntos calientes y la aplicación de ensayos mecánicos y eléctricos adicionales a la inspección visual requerida para los cables.
- Con respecto a las inspecciones de la vasija, el CSN considera que la diversidad en la regulación aplicable garantiza que las actividades dentro de los PGE aplicables permitan vigilar los mecanismos de degradación de acuerdo a los programas de inspección más actualizados, los cuales tienen siempre en cuenta la última experiencia operativa internacional.
- En relación con las estructuras de contención de hormigón cabe señalar que adicionalmente a la aplicación de las subsecciones IWL e IWE de ASME, que garantiza la homogeneidad entre las diferentes plantas, la experiencia operativa propia así como la implantación de la RM ha facilitado la elaboración de los PGE.

No obstante lo anterior, se observan algunos aspectos en los que existen margen de mejora o de especial seguimiento que son tratados por el CSN con el titular dentro de la actividad reguladora y que se exponen a continuación:

- Con respecto al impacto que puede sufrir el PGV como consecuencia de modificaciones de diseño, algunas plantas realizan un análisis de dicho impacto durante el proceso de diseño de la modificación, y antes de implantarse. El CSN considera que un posible aspecto de mejora sería establecer procesos similares en aquellas centrales que sólo analizan el impacto de la modificación de diseño en el PGV una vez implantada ésta.
- En cuanto a la gestión del envejecimiento de cables, se deberían mejorar las actividades de vigilancia de los cables situados en el interior de *conduits* metálicos o interior de bandejas y no accesibles por tanto para su inspección visual. Aunque las

centrales realizan ensayos eléctricos sobre estos cables, tales como la reflectometría u otros análogos, su eficacia es cuestionable para cuantificar la degradación por envejecimiento en dichos tramos defectuosos. Estos aspectos podrían ser objeto de futuras actividades de investigación y desarrollo para determinar técnicas de vigilancia del envejecimiento efectivas sobre este tipo de cables.

- En relación con las tuberías embebidas en el hormigón o aquellas que atraviesan paredes o muros, para las cuales la RGE no ha identificado ningún efecto de envejecimiento en su superficie exterior que requiera gestión, el CSN considera la necesidad de que los titulares realicen un análisis más profundo sobre la no consideración de efectos sobre las mismas. Por lo tanto las plantas verificarán, a través de inspecciones únicas, la no existencia de efectos de envejecimiento, mediante exámenes visuales de la tubería en la zona de transición en que la misma penetra en el hormigón.
- La regulación aplicable a la vasija indica, de manera específica, que la gestión del envejecimiento de la vasija del reactor y sus soldaduras tendrá en cuenta todos los factores relevantes, incluyendo al menos la fragilización, el envejecimiento térmico y la fatiga, para comparar su comportamiento frente a las predicciones de los análisis a lo largo de la vida del componente. Las evaluaciones de estos aspectos son consideradas por el CSN cruciales para las solicitudes de ampliación de licencia de 40 a 60 años de operación, máxime si para algunos de estos aspectos, por ejemplo la fatiga, la Industria está recogiendo nuevos datos experimentales que pueden dar lugar a una reconsideración de la metodología para evaluar el impacto de la fatiga ambiental.
- En relación con las estructuras de contención de hormigón pretensado, caben destacar los análisis realizados por ANAV (empresa propietaria de CN Ascó y CN Vandellós II) y por la Universidad Politécnica de Catalunya sobre la evolución del pretensado a largo plazo y la participación en el proyecto Vercors de la NEA y EDF, que permitirá confirmar la resolución del AEFT de vigilancia del postensado.

Referencias

- [1] WENRA, Topical Peer Review 2017 Ageing Management Technical Specification for the National Assessment Reports.
- [2] «CSN/C/DSN/VA2/16/59. CN VANDELLÓS II. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [3] «CSN/C/DSN/TRI/16/43. CN TRILLO. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [4] «CSN/C/DSN/COF/16/45. CN COFRENTES. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [5] «CSN/C/DSN/AS0/16/76. CN ASCÓ. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [6] «CSN/C/DSN/AL0/16/71. CN ALMARAZ. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [7] «CSN/C/DSN/SMG/16/22. CN GAROÑA. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares».
- [8] Consejo de Seguridad Nuclear, «1ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)».
- [9] Consejo de Seguridad Nuclear, «2ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)».
- [10] Consejo de Seguridad Nuclear, «3ª Reunión de coordinación con los titulares de las CC.NN.EE. para la elaboración del informe nacional del Topical Peer Review (TPR)».
- [11] Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II A.I.E., «ANAV: Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares,» 2017.
- [12] Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II A.I.E., «DST-2017-127 Revisión 0, Respuesta de ANAV al Topical Peer Review 2017 sobre gestión del envejecimiento del WENRA,» 2017.
- [13] Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E., «Z-04-02/ATA-CSN-012682, C.N. Almaraz. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares,» 2017.
- [14] Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E., «IT-17/014 Revisión 0, CN Almaraz. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares,» 2017.
- [15] Iberdrola Generación Nuclear, S.A.U., «1799983302387C.N. Cofrentes. Envío informe de revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento (WENRA RHWG 2017 Topical Peer Review),» 2017.

- [16] Iberdrola Generación Nuclear, S.A.U., «DISES-2017-05, CN Cofrentes. Revisión Temática por Homólogos entre Países Europeos sobre Gestión del Envejecimiento de Centrales Nucleares (WENRA First TPR),» 2017.
- [17] Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E., «Z-04-02/ATT-CSN-010976, C.N. Trillo. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares,» 2017.
- [18] Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E., «IT-17/015 Revisión 0, CN Trillo. Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares,» 2017.
- [19] Nuclenor, S.A., «NN/CSN/104/2017, Revisión temática por homólogos entre países europeos sobre gestión del envejecimiento de centrales nucleares. Central Nuclear de Santa María de Garoña,» 2017.
- [20] Nuclenor, S.A., «LP-00-524 Revisión 0, Informe de evaluación de CNSMG frente a WENRA report topical peer review 2017: Ageing management technical specification for the national assessment reports,» 2017.
- [21] Consejo de Seguridad Nuclear, «Instrucción IS-22 sobre gestión del envejecimiento y operación a largo plazo de centrales nucleares,» 2009.
- [22] Consejo de Seguridad Nuclear, «Guía de Seguridad 1.10 Revisión 2, revisiones periódicas de la seguridad de las centrales nucleares,» 2017.
- [23] Nuclear Regulatory Commission, «10 CFR 54, Code of Federal Regulations, Part 54 - Requirements for renewal of operating licenses for nuclear power plants».
- [24] United States Nuclear Regulatory Commission, «NUREG-1800, Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants,» 2010.
- [25] United States Nuclear Regulatory Commission, «NUREG-1801, Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report,» 2010.
- [26] Nuclear Energy Institute, «NEI 95-10, Revision 6, Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 - The License Renewal Rule,» 2005.
- [27] Electric Power Research Institute, «EPRI 1010639, Non-Class 1 Mechanical Implementation Guideline and Mechanical Tools,» 2006.
- [28] Electric Power Research Institute, «EPRI 1013475, Plant Support Engineering: License Renewal Electrical Handbook,» 2007.
- [29] Electric Power Research Institute, «EPRI 1015078, Plant Support Engineering: Aging Effects for Structures and Structural Components (Structural Tools),» 2007.
- [30] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2011-01, Aging Management of Stainless Steel Structures and Components in Treated Borated Water, Revision 1,» 2011.

- [31] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2011-02, Aging Management Program for Steam Generators,» 2011.
- [32] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2011-03, Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report Revision 2 AMP XI.M41, "Buried and Underground Piping and Tanks",» 2011.
- [33] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2011-04, Updated Aging Management Criteria for Reactor Vessel Internal Components of Pressurized Water Reactors,» 2011.
- [34] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2011-05, Ongoing Review of Operating Experience,» 2011.
- [35] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2012-01, Wall Thinning Due to Erosion Mechanisms,» 2012.
- [36] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2012-02, Aging Management of Internal Surfaces, Fire Water Systems, Atmospheric Storage Tanks, and Corrosion Under Insulation,» 2012.
- [37] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2013-01, Aging Management of Loss of Coating or Lining Integrity for Internal Coatings/Linings on In-Scope Piping, Piping Components, Heat Exchangers, and Tanks,» 2013.
- [38] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2015-01, Changes to Buried and Underground Piping and Tank Recommendations,» 2015.
- [39] United States Nuclear Regulatory Commission, «LR-ISG-2016-01, Changes to Aging Management Guidance for Various Steam Generator Components,» 2016.
- [40] International Atomic Energy Agency, «Safety Reports Series N°82, Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL),» 2015.
- [41] Consejo de Seguridad Nuclear, «PT.IV.223 revisión 1, Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de inspección),» 2009.
- [42] Consejo de Seguridad Nuclear, «PT.IV.105 revisión 0, Gestión del envejecimiento de componentes y estructuras de centrales nucleares (actividades de evaluación),» 2009.
- [43] Consejo de Seguridad Nuclear, «Instrucción IS-23, sobre inspección en servicio de centrales nucleares.,» 2009.
- [44] Consejo de Seguridad Nuclear, «PT.IV.207 revisión 1, Inspección en servicio,» 2009.
- [45] Consejo de Seguridad Nuclear, «Instrucción IS-15 sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares,» 2016.
- [46] Consejo de Seguridad Nuclear, «Guía de Seguridad 1.18 Medida de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares,» 2016.

- [47] International Atomic Energy Agency, «Specific Safety Guide nº SSG-25, Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards.,» 2013.
- [48] Consejo de Seguridad Nuclear, «Instrucción IS-22, revisión 1, de 15 de noviembre de 2017, del Consejo de Seguridad Nuclear, sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares,» 2017.
- [49] Consejo de Seguridad Nuclear, «PT.IV.210, Revisión 2, Efectividad del mantenimiento (bienal),» 2009.

Lista de acrónimos

Acrónimo	Significado
AEFT	Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
ATWS	Anticipated transient without scram
BWR	Boiling Water Reactor
BWRVIP	Boiling Water Reactor Vessel and Internals Project
CHUG	Checkworks Users Group
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear
DBD	Documento Base de Diseño
EC	Estructuras y Componentes
ESC	Estructuras, Sistemas y Componentes
EQ	Environmental Qualification
EPRI	Electric Power Research Institute
FP	Fire Protection
GS	Guía de Seguridad del CSN
IAEA	International Atomic Energy Agency
IASCC	Irradiation-Assisted Stress Corrosion Cracking
I+D	Investigación y desarrollo
I+D+i	Investigación, desarrollo e innovación
IGA	Intergranular Attack
IGSCC	Intergranular Stress Corrosion Cracking
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
IS	Instrucción del CSN
LR-ISG	License Renewal Interim Staff Guidance
OLP	Operación a Largo Plazo
MISI	Manual de Inspección en Servicio
MRP	Pressurized Water Reactor Materials Reliability Program
NDE	Nondestructive evaluation
NEI	Nuclear Energy Institute
NMAC	Nuclear Maintenance Application Center
NRC	Nuclear Regulatory Commission
PGE	Programa de Gestión de Envejecimiento
PGV	Plan de Gestión de Vida
PIEGE	Plan Integrado de Evaluación de Gestión del Envejecimiento
PTS	Pressure Thermal Shock
PWR	Pressurized Water Reactor
PWSCC	Primary Water Stress Corrosion Cracking
RGE	Revisión de la Gestión del Envejecimiento
RM	Regla de Mantenimiento
RPS	Revisión Periódica de la Seguridad
SBO	Station Blackout
SCC	Stress Corrosion Cracking
SGMP	Steam Generator Management Program
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica

WANO	World Association of Nuclear Operators
WENRA	Western European Nuclear Regulators Association