

GUÍA DE SEGURIDAD GS-01.18

Revisión 1

MEDIDA DE LA EFICACIA DEL MANTENIMIENTO EN CENTRALES NUCLEARES

Madrid, 22 de junio de 2016

Índice

Preámbulo

1. Introducción

1.1. Objeto

1.2. Ámbito de aplicación

1.3. Relación con los requisitos del 10CFR50.65

2. Definiciones

3. Determinación de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) dentro del alcance de la RM

3.1. Selección de ESC en centrales nucleares en explotación

3.1.1. ESC relacionados con la seguridad

3.1.2. ESC no relacionadas con la seguridad que mitigan accidentes o transitorios

3.1.3. ESC no relacionadas con la seguridad que se emplean en los Procedimientos de Operación de Emergencia

3.1.4. ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo puede provocar que ESC relacionadas con la seguridad no realicen sus funciones de seguridad

3.1.5. ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo podría ocasionar disparos de planta o actuación de sistemas de seguridad

3.1.6. Consideraciones adicionales al alcance de ESC

3.2. Selección de ESC en periodo de cese de explotación hasta el inicio de la fase de desmantelamiento

3.3. Actualización del alcance de ESC a las que aplica la Instrucción IS-15 Revisión 1

4. Significación para el riesgo de ESC en el alcance de la RM

5. Criterios de comportamiento

5.1. Criterio de comportamiento de disponibilidad

- 5.2. Criterio de comportamiento de fiabilidad
- 5.3. Criterios de comportamiento a nivel de planta
- 5.4. Condición de componente/estructura
- 6. Evaluación del comportamiento de las ESC frente a los criterios de comportamiento. Categorización (a)(1), (a)(2)
 - 6.1. Análisis de determinación de causa. Acciones correctoras. Paso de (a)(2) a (a)(1)
 - 6.2. Paso de (a)(1) a (a)(2)
- 7. Estructuras
 - 7.1. Programa de monitorización
 - 7.2. Clasificación de estructuras
 - 7.3. Aspectos específicos del programa de monitorización
 - 7.4. Documentación
- 8. Evaluación de seguridad previa al descargo de ESC en alcance de la RM
 - 8.1. Procedimiento. Responsabilidades
 - 8.2. Metodología general
 - 8.3. Alcance de las evaluaciones
 - 8.3.1. Condiciones de operación a potencia
 - 8.3.2. Condiciones de parada
 - 8.4. Metodología de las evaluaciones
 - 8.4.1. Condiciones de operación a potencia
 - 8.4.2. Condiciones de parada
 - 8.5. Gestión del riesgo
 - 8.5.1. Umbrales basados en consideraciones cualitativas
 - 8.5.2. Umbrales basados en consideraciones cuantitativas

8.5.3. Umbrales para acciones de gestión del riesgo

8.5.4. Medidas de gestión del riesgo

8.6. Documentación de las evaluaciones

9. Evaluación de la eficacia del mantenimiento

9.1. Evaluación continua de la eficacia del mantenimiento

9.2. Evaluación periódica de la eficacia del mantenimiento y balance fiabilidad/
disponibilidad. Remisión de documentación al CSN

9.3. Mantenimiento del APS

10. Referencias

Acrónimos

Preámbulo

La Regla de Mantenimiento (RM) entró en vigor en las centrales nucleares españolas con fecha 1 de abril de 1999 mediante la emisión de una Condición y de unas Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) al permiso de explotación para cada una de las centrales. En el caso particular de la central de Trillo, al tratarse de una normativa de origen americano y ser una central de diseño alemán, y por el concepto del diseño n+2 de la misma, se demoró la emisión de dicha condición y de las ITC correspondientes, y la RM entró en vigor en abril de 2002.

Dicha condición establecía a los titulares de las centrales nucleares en explotación el requisito de medir la eficacia de las prácticas de mantenimiento llevadas a cabo en su central frente a objetivos previamente fijados, de manera que se asegurase que las estructuras, sistemas y componentes de la misma son capaces de cumplir con su función prevista, siguiendo las instrucciones complementarias emitidas por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

Durante el proceso de Verificación y Validación de la RM en España, anterior a la entrada en vigor de la norma, se llevó a cabo un trabajo en colaboración entre UNESA y el CSN que culminó con la edición del documento de UNESA RM-12-15897-E, revisión 3 "Plan de Detalle/ Metodología para el cumplimiento de la Regla de Mantenimiento".

En las mencionadas ITC se indicaba que para dar cumplimiento a los requisitos de la RM se consideraba válido el seguimiento de la metodología contenida en la guía de UNESA, complementada con los requisitos recogidos en las ITC.

En las citadas ITC se remite directamente a la normativa americana relativa a la RM, el 10CFR50.65. En las mismas se indican los puntos que se consideraron en el momento de su emisión como más relevantes, o que habían sido objeto de discusión durante el plan de Verificación y Validación para dar un adecuado cumplimiento a la norma. Sin embargo, no se desarrollaban punto por punto los requisitos de la RM, por encontrarse ya recogidos en la normativa americana y concretamente en el 10CFR50.65, y en la R.G 1.160 y en la NUMARC 93-01 revisión 2, que es la guía desarrollada por las compañías operadoras de centrales nucleares en EEUU para la implantación de la RM en su país.

En los años transcurridos desde la entrada inicial en vigor de la RM en las centrales nucleares españolas se produjeron algunos cambios con respecto a la situación en la fecha en que se editaron las ITC.

Por una parte, en el año 2000 la NRC editó una revisión al 10CFR50.65 incluyendo un nuevo apartado (a)(4), el cual requiere la realización de evaluaciones de incremento del riesgo previas a la realización de actividades de mantenimiento y gestionar dicho incremento de riesgo adecuadamente. Se editó una nueva Guía Reguladora, la 1.182, que proporcionaba las directrices para dar cumplimiento al nuevo apartado (a)(4) del 10CFR50.65. Esta guía endorsaba una nueva revisión del apartado 11 de la NUMARC 93-01, en el que se describían los distintos puntos para dar adecuado cumplimiento al apartado (a)(4) de la RM.

El apartado (a)(4) de la RM, a pesar de ser un nuevo apartado de la norma, estaba de forma general ya considerado en el anterior apartado (a)(3) de la regla original. Con la nueva revisión de

la norma, incluyendo el apartado (a)(4), la NRC pretendía clarificar algunos aspectos que había detectado en las evaluaciones realizadas para la puesta fuera de servicio de estructuras, sistemas y componentes (ESC) por mantenimiento en las inspecciones realizadas tras la implantación inicial de la RM en USA, y que consideraba mejorables.

En las ITC editadas en 1999 no se mencionaban explícitamente el apartado (a)(4) de la RM, la R.G 1.182, ni el apartado 11 de la NUMARC 93-01 (Rev. 3 de la NUMARC), aunque el apartado (a)(3) cubría de forma general los requisitos que se incorporaron posteriormente al apartado (a)(4).

Tras la incorporación del apartado (a)(4) a la RM por parte de la NRC, los titulares de las centrales españolas entendieron que dicho apartado era también aplicable a la implantación de la RM en España y, como consecuencia, incorporaron en sus procedimientos y en sus prácticas de mantenimiento, los requisitos y directrices del apartado 11 revisado de la NUMARC 93-01.

Teniendo en cuenta la situación anterior, y con objeto de regular con carácter general los criterios aplicados por el Consejo de Seguridad Nuclear para requerir un sistema de vigilancia de la eficacia de las prácticas de mantenimiento en centrales nucleares, el CSN emitió el 31 de octubre de 2007 la Instrucción IS-15 sobre “Requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares”.

Simultáneamente, el CSN publicó la revisión 0 de la presente Guía de Seguridad, con el fin de facilitar el cumplimiento con la mencionada Instrucción del CSN, estableciendo una metodología adecuada para su cumplimiento.

La Guía proporciona un método para decidir las estructuras, sistemas y componentes que deben estar dentro del alcance de los requisitos establecidos por la Instrucción IS-15; describe el proceso para la definición de la significación para la seguridad y para la estimación de criterios de comportamiento específicos para sistemas, o a nivel planta, necesarios para decidir si se requiere el establecimiento de objetivos de vigilancia.

Así mismo, la Guía establece las directrices generales a seguir para la evaluación de la seguridad previa a la puesta fuera de servicio de estructuras sistemas y componentes para mantenimiento.

En el tiempo transcurrido desde la edición de la revisión 0 de la presente Guía, en Estados Unidos la NRC ha anulado la R.G 1.182, que ha quedado englobada en la revisión 3 de la R.G 1.160, y ha endosado mediante la R.G 1.1.60 la revisión 4a de la NUMARC 93-01 como adecuada para cumplir con los requisitos del 10CFR50.65, tras haber sido ampliamente debatida.

Los cambios introducidos en la normativa americana origen no cambian sustancialmente el contenido de la norma, pero sí introducen nuevos matices o requerimientos que se considera que deben ser incluidos en la GS-01.18 Revisión 1 del CSN. El único punto que constituye claramente un nuevo requisito, no contemplado en la revisión anterior de la NUMARC ni de la GS-01.18, es el relativo a la inclusión de guías para la consideración del riesgo debido a sucesos de incendios en las evaluaciones de riesgo requeridas por el apartado (a) (4) de la RM.

Por otra parte, durante ese tiempo ha ido madurando la implantación de la RM en las centrales nucleares españolas y se ha adquirido experiencia, tanto por parte de las centrales como por parte del organismo regulador, lo que aconseja introducir aclaraciones en algunos puntos de la Guía,

muchas de las cuales han sido ya discutidas en diversas reuniones, posteriores a la edición de la Guía, entre el sector y los responsables de la RM del CSN.

Finalmente, el CSN ha publicado recientemente (BOE nº 145 de 16 de junio de 2016) la revisión 1 de la Instrucción IS-15 sobre “Requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares”. Esta revisión trata de recoger la experiencia derivada de su aplicación práctica, así como la evolución habida en la normativa internacional en los años transcurridos desde su edición inicial en el año 2007.

La revisión 1 de la presente Guía incorpora cambios motivados por la experiencia adquirida en la implantación de la RM en España desde la edición de la revisión 0, en el año 2006, y por la evolución de la normativa americana origen: 10CFR50.65, RG 1.160 y guía NUMARC 93-01. Además, incluye, lógicamente, la adaptación necesaria a la revisión 1 de la Instrucción del CSN IS-15.

1. Introducción

1.1. Objeto

La presente Guía tiene por objeto establecer una metodología aceptable para el cumplimiento con la revisión 1 de la Instrucción del CSN IS-15, del 5 de mayo de 2016, sobre los requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en las centrales nucleares.

El conjunto de estos requisitos es además conocido, tanto por la industria como por el CSN, por el nombre de “Regla de Mantenimiento”, por lo que en la presente Guía se hará referencia a dicha denominación cuando se aluda a la Instrucción del CSN.

1.2. Ámbito de aplicación

Se considera dentro del ámbito de aplicación de esta Guía a todas las centrales nucleares que deban realizar, de acuerdo con la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1, una vigilancia de la eficacia del mantenimiento. Esta Guía es aplicable a todas las condiciones de operación de una central nuclear.

1.3. Relación con los requisitos del 10CFR50.65

Los requerimientos de la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1 se corresponden casi en su totalidad con los requisitos del 10CFR50.65 americano. Por las razones históricas indicadas en el prólogo de la presente Guía, la terminología empleada en la aplicación de la RM en España, tanto por parte de los titulares como del organismo regulador, se corresponde con los apartados y denominaciones de la normativa americana.

Con objeto de no introducir confusión en la aplicación de una normativa con una sólida implantación, en la presente Guía se va a continuar empleando la terminología utilizada hasta la fecha, indicando a continuación la equivalencia con los requerimientos de la Instrucción IS-15 Revisión 1 del CSN:

- Apartado (a) (1) del 10CFR50.65, se corresponde con el punto 3.1 de la Instrucción del CSN.
- Apartado (a) (2) del 10CFR50.65, se corresponde con el punto 3.2 de la Instrucción del CSN.
- Apartado (a) (3) del 10CFR50.65, se corresponde con el punto 3.3 de la Instrucción del CSN.
- Apartado (a) (4) del 10CFR50.65, se corresponde con el punto 3.4 de la Instrucción del CSN.
- Apartado (b) del 10CFR50.65, se corresponde con el punto 4 de la Instrucción del CSN.

2. Definiciones

Las definiciones de los términos y conceptos utilizados en la presente Guía de Seguridad, se corresponden con las contenidas en las siguientes normas:

- Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear.
- Ley 15/1980, de 22 de abril, de Creación del Consejo de Seguridad Nuclear.
- Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas.

Además de lo anterior, dentro del contexto de esta Guía, los términos siguientes se entienden como sigue:

- **Acciones correctoras:** conjunto de acciones apropiadas que deben establecerse cuando se decide el paso de una ESC a la categoría de (a)(1), o cuando los objetivos bajo (a) (1) de la ESC no se cumplen. Por “apropiadas” se entiende que las medidas correctivas deben ser más amplias que la simple reparación de las ESC falladas y abordar la causa de la pobre efectividad del mantenimiento.
- **Actividades de mantenimiento:** todas las actividades asociadas con la planificación, programación, ejecución, realización de pruebas post-mantenimiento y de retorno a servicio durante pruebas y mantenimiento preventivo y correctivo. Estas actividades son consideradas como mantenimiento independientemente de la organización que realiza la actividad (mantenimiento, operación, contratistas, etc.)
- **Comportamiento:** este concepto, cuando se utiliza en el contexto de establecimiento de criterios y la vigilancia de su cumplimiento, incluye la disponibilidad y la fiabilidad, y/o la condición. Ambos criterios, disponibilidad y fiabilidad, deben ser empleados con la mayor extensión posible, puesto que con ellos se asegura que el comportamiento está siendo vigilado. En las estructuras es más apropiado vigilar la condición que la fiabilidad o la disponibilidad. La vigilancia de componentes individuales (aquellos que tengan un comportamiento inaceptable) cuando se establecen objetivos, puede incluir la vigilancia de la condición, lo que supone la vigilancia y análisis de vibraciones, caudal, temperaturas y otros parámetros similares.

- **Condición:** parámetro de comportamiento específico de un tren, componente, sistema o estructura que es capaz de indicar la funcionalidad, operabilidad o estado del equipo (por ejemplo, espesor de pared, vibración, ductilidad, fugas, resistencia eléctrica, etc.).
- **Disponibilidad:** capacidad de una estructura, sistema o componente (ESC) para realizar su función. Se expresa como el tiempo en que la ESC es capaz de realizar su función o como una fracción del tiempo total en el que se requiere que la ESC realice su función. Frecuentemente es empleado el término complementario numérico, **la indisponibilidad**.

Para la RM la indisponibilidad normalmente se expresa como el número de horas que una ESC no es capaz de realizar su función frente al tiempo total en el que se requiere que la ESC realice su función.

- **ESC significativas para el riesgo:** ESC con una alta contribución al riesgo determinada a través del APS u otros métodos.
- **Fallo funcional:** es el fallo de un sistema o tren de forma que éste no es capaz de realizar su función prevista.

Un fallo funcional puede ser un fallo al arranque, un fallo en operación, etc. La función se entiende como la función del sistema o tren por la que la ESC fallada está en el alcance de la RM.

Una acción programada que deja indisponible una función normalmente no es un fallo funcional.

Cuando ocurre un fallo funcional durante la realización de una prueba de un sistema, es necesario evaluar si dicho fallo habría ocurrido en una situación de demanda real o en ausencia de las condiciones de prueba durante la operación, y si es así, el fallo es un fallo funcional.

El fallo en el cumplimiento de un criterio de Especificaciones Técnicas no es automáticamente un fallo funcional. Una evaluación del suceso puede determinar que se cumplen los criterios de diseño del sistema a pesar de no cumplirse los criterios de aceptación de la Especificación Técnica.

- **Fallo funcional evitable por mantenimiento:** es el fallo de una ESC dentro del alcance de la RM en el cumplimiento de su función por causa atribuible a las actividades relacionadas con el mantenimiento, por acción o por omisión, entendiendo dicho mantenimiento en su más amplio sentido (acciones del personal, procedimientos, consumo de piezas de repuesto y consumibles, etc.). Los errores humanos cometidos por personas que no son personal de mantenimiento o los sucesos relacionados con la calidad del diseño/construcción no se consideran relacionados con el mantenimiento y por tanto, no son fallos evitables por mantenimiento.

- **Fallo funcional repetitivo:** es la pérdida de función de una ESC en un periodo mínimo del menor entre 3 años o dos ciclos de operación, por fallo en el mismo componente o componente similar, atribuible a la misma causa básica de fallo.
- **Fallo funcional evitable por mantenimiento repetitivo:** es un fallo funcional repetitivo en que la causa básica de fallo es evitable por mantenimiento.
- **Fiabilidad:** es una medida de la expectativa (asumiendo que la ESC está disponible) de que la ESC realizará su función cuando se demande en cualquier momento futuro.
- **Frecuencia de Daño al Núcleo:** ver definición contenida en la GS-01.14 Revisión 1.
- **Frecuencia de grandes liberaciones tempranas:** ver definición contenida en la GS-01.14 Revisión 1.
- **Función:** atributo por el cuál una ESC se incluye en la RM (relacionado con la seguridad, mitiga accidentes, causa disparo, etc.). Por ejemplo, algunas plantas incluyen el sistema de vacío del condensador dentro del alcance de la RM porque su fallo total provoca un disparo y no por la función de crear vacío en el condensador, que es la función de diseño del sistema.
- **Grupo de fiabilidad:** agrupamiento de componentes con las mismas características funcionales, de forma que el FF de uno de sus componentes es contabilizado como FF del grupo.
- **Mantenimiento:** conjunto de funciones requeridas para preservar o restaurar la seguridad, fiabilidad y disponibilidad de estructuras, sistemas y componentes de planta. El mantenimiento incluye no solamente las actividades tradicionalmente asociadas con la identificación y corrección de las condiciones reales o potencialmente degradadas, esto es, reparación, vigilancia, diagnosis y medidas preventivas, sino que se extiende a todas las funciones soporte necesarias para llevar a cabo esas funciones.
- **Mantenimiento preventivo:** acciones de mantenimiento planificadas, periódicas y predictivas que son tomadas previamente a que la estructura, sistema o componente presente deficiencias o falle, para mantener a la ESC dentro de las condiciones de operación previstas, controlando la degradación o el fallo.
- **Mantenimiento correctivo:** actuaciones que tienen como objetivo reestablecer la capacidad funcional de una ESC, que son realizadas ante situaciones emergentes de operación, en las que se observan deficiencias o fallos funcionales en la ESC.
- **Regla de Mantenimiento:** conjunto de requisitos establecidos en la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1, sobre los requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en las centrales nucleares.
- **Procedimientos de operación de emergencia:** procedimientos que contienen la estrategia operativa y las acciones necesarias, incluidas las acciones locales, para llevar la central a una situación operativa estable y segura a largo plazo, en caso de situaciones anormales que no deriven en un accidente severo. En las centrales españolas el alcance del conjunto de estos

procedimientos incluye situaciones que se producen con la unidad en operación a potencia o durante determinadas fases de arranque y parada de la unidad.

- **Sistema:** conjunto de equipos que están configurados y operan para cumplir una función específica de la planta (por ejemplo proporcionar agua a los generadores de vapor, rociar agua en la contención, inyectar agua en el sistema primario), en la terminología empleada por cada titular (sistema de agua de alimentación auxiliar, sistema de rociado de la contención, sistema de inyección de refrigerantes a alta presión).
- **Sistema en operación:** es aquél que es requerido para realizar su función continuamente, bien en operación a potencia o durante las condiciones de parada. La función del sistema puede alcanzarse a través del uso de trenes redundantes, por ejemplo dos trenes independientes redundantes cada uno con una bomba capaz de proporcionar el 100% de la capacidad del sistema. En este caso, cada tren utilizando cada bomba será capaz de realizar la función del sistema.
- **Sistema o tren en espera:** es aquél que no está en operación y solamente realiza su función prevista cuando es iniciado por una señal de demanda automática o manual.

Alguno de estos sistemas realiza una función que puede ser requerida intermitentemente durante la operación a potencia (por ejemplo un sistema de proceso utilizado para ajustar o corregir la química del agua). Aunque no opere constantemente, el sistema o uno de sus trenes debe ser capaz de actuar en base a una señal automática o manual y ser capaz de realizar su función. Puesto que el sistema o tren está en modo de espera normalmente, se declarará operable/inoperable de acuerdo con los resultados de las pruebas de vigilancia

Otros sistemas y sus trenes asociados están configurados en el modo de espera durante la operación a potencia pero durante la parada se encuentran en operación. Por ejemplo, el sistema de evacuación de calor residual. El control de la prestación debería considerar la función del sistema durante todos los modos de operación de la planta.

- **Sucesos internos:** sucesos de origen interno a la instalación susceptibles de tener efectos sobre la seguridad de la planta, debidos a fallos de sistemas, estructuras o componentes o errores humanos.
- **Sucesos externos** (en el marco de los APS): sucesos de origen externo a la instalación susceptibles de tener efectos sobre la seguridad de la planta, tales como los incendios y las inundaciones internas.
- **Tramo funcional:** es el mayor agrupamiento de componentes para el cuál, el FF de un componente es FF del agrupamiento.
- **Tren:** conjunto de equipos que están configurados y operan para servir a una función específica de planta y que puede ser un subconjunto de un sistema.
- **Variaciones no planificadas de potencia:** modificaciones de potencia del reactor que se inician antes de 72 horas del descubrimiento de una condición anormal y que requieren o provocan una variación de potencia mayor del 20% de plena potencia. Se incluyen

excursiones incontroladas de potencia mayores del 20% de plena potencia que ocurren en respuesta a cambios en las condiciones de planta o del reactor y que no son una acción esperada de una evolución planificada o prueba.

3. Determinación de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) dentro del alcance de la RM

La extensión y frecuencia del mantenimiento preventivo, pruebas, vigilancias e inspecciones de ESC debe determinarse a través de una aproximación sistemática que tenga en cuenta la importancia para la seguridad, la fiabilidad inherente, el potencial para la degradación (basado en la experiencia operativa investigación y recomendaciones del fabricante), así como la experiencia operacional y derivada de resultados de la vigilancia de estado.

El artículo cuarto de la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1 define el alcance de ESC, relacionadas y no relacionadas con la seguridad, que deben incluirse en el programa de vigilancia de la eficacia del mantenimiento de la forma siguiente:

1. Centrales nucleares en explotación.

- ESC que tienen que permanecer funcionales durante y posteriormente a un accidente base de diseño para asegurar la integridad de la barrera de presión del refrigerante del reactor, que garantizan la capacidad de parada del reactor y su mantenimiento en condiciones de parada segura, o que aseguran la capacidad para impedir o mitigar las consecuencias de accidentes que pudieran originar un riesgo indebido para la salud y seguridad del público y de los trabajadores.
- ESC no relacionadas con la seguridad, que pueden contribuir a la mitigación de accidentes o transitorios, o que son utilizadas en los procedimientos de operación de emergencia de la central.
- ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo podría impedir a otras ESC relacionadas con la seguridad la realización de alguna función de seguridad.
- ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo podría causar disparo del reactor o actuación de un sistema relacionado con la seguridad.

2. Centrales nucleares en periodo de cese de explotación hasta el inicio de la fase de desmantelamiento.

- El titular debe vigilar el comportamiento o estado de estructuras, sistemas y componentes asociados al almacenamiento, control y mantenimiento del combustible gastado en condición segura, de tal forma que se proporcione una seguridad razonable de que esas ESC son capaces de realizar sus funciones encomendadas.

3.1. Selección de ESC en centrales nucleares en explotación

De acuerdo con lo anterior el titular tiene que identificar en primer lugar las ESC que han de incluirse dentro del alcance de la RM. La determinación del alcance se debe basar en los criterios de "Inclusión" anteriores.

Es necesario identificar y documentar las funciones por las que los sistemas, ya sean relacionados o no relacionados con la seguridad, se encuentran incluidos dentro del alcance de la RM, para cada uno de los modos de operación de los sistemas y para cada modo de operación de la central, con un análisis justificativo de su inclusión o exclusión.

Esta información acerca de cuáles son las funciones incluidas dentro del alcance de la RM para un sistema dado y por qué razones, es importante por dos motivos.

- En primer lugar para definir adecuadamente los criterios de comportamiento necesarios para controlar todas las funciones dentro del alcance de la RM y, posteriormente, para poder evaluar los posibles fallos funcionales de ESC, dado que no todos los fallos o modos de fallo que causan pérdida de alguna función de la ESC son fallos funcionales para la RM.
- Por otra parte, cuando se deja fuera de servicio alguna ESC, es importante conocer qué función se ha perdido para poder determinar el impacto en el riesgo de la puesta fuera de servicio de múltiples equipos simultáneamente.

Para el proceso de selección de ESC dentro del alcance de la RM pueden utilizarse, allá donde sea adecuado, los Análisis Probabilistas de Seguridad, así como revisar la experiencia de la industria.

Sin embargo, no resulta aceptable que la inclusión/exclusión de ESC dentro del alcance de la RM responda solo a criterios probabilistas. Este tipo de criterios se debe utilizar únicamente para el análisis de la significación para el riesgo. Por ejemplo, el hecho de que una secuencia de accidente tenga baja frecuencia de ocurrencia o que el sistema frontal tenga alta fiabilidad no es causa válida para eliminar del alcance de la RM un sistema de no seguridad que pueda ser utilizado para mitigar las posibles consecuencias de este accidente.

La utilización del APS para la determinación del alcance de la RM sirve, por ejemplo, para identificar los sistemas incluidos en las matrices de dependencias de sistemas frontales/sistemas soporte y sistemas soporte/sistema soporte, para determinar sistemas que causan un suceso iniciador, o para considerar sistemas implícitamente considerados en el APS en sucesos básicos especiales.

Las denominaciones y definiciones de sistemas y estructuras de planta en distintos documentos deben de ser analizados a fin de evitar problemas de interpretación acerca de los límites del sistema. Esto es de particular importancia para los sistemas definidos en el APS.

3.1.1. ESC relacionadas con la seguridad

Este criterio requiere incluir dentro del alcance de la RM aquellas ESC que tienen que permanecer funcionales durante y posteriormente a un accidente base de diseño para asegurar:

- la integridad de la barrera de presión de refrigerante del reactor.
- la capacidad de parada del reactor y su mantenimiento en condiciones de parada segura o,
- la capacidad para impedir o mitigar las consecuencias de accidentes que pudieran originar un riesgo indebido para la salud y seguridad del público y de los trabajadores, y para el medio ambiente, conforme a los análisis de accidentes del EFS.

Ejemplos de fuentes de información disponibles para la identificación de ESC relacionadas con la seguridad son: el Estudio Final de Seguridad (EFS), Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), Q-List, etc.

En algunos sistemas relacionados con la seguridad puede ser conveniente, a efectos de la RM, redefinir los mismos, basándose en las funciones de los componentes o agrupar funciones, con objeto de establecer de forma adecuada los criterios de comportamiento.

Un ejemplo de lo anterior puede ser el sistema RM “Aislamiento de la Contención” que incluiría todas las válvulas con función de aislamiento de la contención, de sistemas relacionados y no relacionados con la seguridad. De forma similar, los equipos de manipulación y transporte de combustible relacionados con la seguridad pueden catalogarse como un único sistema dentro de la RM.

Es posible que no todos los componentes trenes o modos de operación de un sistema de seguridad estén relacionados con la seguridad o sean requeridos para realizar funciones de seguridad. Así, por ejemplo, algunos modos de prueba de un sistema, ciertas funciones de vigilancia o funciones de mantenimiento (drenajes, conexiones de llenado, etc.) podrán ser excluidos del alcance si durante el proceso de definición del mismo no se identifica ninguna función de seguridad relacionada con los componentes de esos modos de operación.

Por ejemplo, los componentes del sistema de inyección de alta presión (HPCI) que son necesarios para realizar la función de diseño (inyección de agua a alta presión dentro del reactor) estarán incluidos dentro del alcance de la RM porque esa es la función relacionada con la seguridad del sistema. Sin embargo, los componentes que sólo se emplean para pruebas podrían estar excluidos del alcance de la RM, a no ser que tengan que ser incluidos por cumplir alguno de los otros criterios de inclusión (por ejemplo que puedan provocar el fallo de componentes relacionados con la seguridad).

3.1.2. ESC no relacionadas con la seguridad que mitigan accidentes o transitorios

Este criterio requiere una revisión detallada del EFS, en especial de los análisis de accidentes o transitorios del APS, así como de los análisis de seguridad e informes de evaluación de seguridad para sucesos tales como pérdida de alimentación eléctrica exterior, ATWS, rechazo de carga, acciones-TMI, etc.

Algunos ejemplos de ESC no relacionadas con la seguridad que son empleadas en los análisis de accidentes del EFS para la mitigación de accidentes son:

- Tanque de almacenamiento de condensado para suministro al sistema de agua de alimentación auxiliar.
- Sistema de extinción de incendios para inyección alternativa de agua en la vasija de un reactor BWR.

3.1.3. ESC no relacionadas con la seguridad que se emplean en los Procedimientos de Operación de Emergencia

Este criterio requiere la realización de un análisis para identificar ESC no relacionadas con la seguridad, pero que son empleadas en los Procedimientos de Operación de Emergencia (POE).

En la definición de ESC en alcance de la RM por este criterio se tendrán en cuenta los siguientes puntos:

- Deben incluirse dentro del alcance de la RM las ESC que son explícitamente utilizadas en los procedimientos de operación de emergencia para la mitigación de accidentes o transitorios, incluyendo las ESC necesarias para identificar los síntomas de entrada al POE o para diagnosticar el suceso.

Por explícitamente utilizadas se entiende aquellas ESC que son específicamente identificadas en el POE por su nombre o “tag” identificativo y que proporcionan una función de mitigación, es decir, que disminuyen la severidad o las consecuencias adversas del suceso o síntoma que provocó la entrada en el POE.

- Si un POE remite a otro procedimiento para la mitigación de un accidente o transitorio, las ESC empleadas en el mencionado procedimiento para realizar la función de mitigación deben ser incluidas también en el alcance de la RM.
- Solo se incluirán dentro del alcance de la RM aquellas ESC que estén bajo el control del titular.
- Cuando un sistema de no seguridad requerido por los POE se incluye dentro del alcance de la RM, se debe considerar la inclusión en la RM de los sistemas soporte que éste requiere para su correcto funcionamiento.
- Adicionalmente, los sistemas que implícitamente son necesarios para que el operador mitigue accidentes o transitorios, o emplee correctamente los POE en los tiempos de respuesta adecuados, deben ser incluidos en el alcance de la RM, aunque no se requieran explícitamente en los POE, ni actúen directamente en la mitigación de accidentes, lo que significa una cierta ampliación del alcance. Dentro de este grupo de ESC se incluyen, por ejemplo, sistemas como el de comunicaciones internas, alarmas y de alumbrado de emergencia.
- Las Guías de Accidente Severo y las Guías de Daño Extenso no son consideradas procedimientos de operación de emergencia, por lo que ESC que son empleadas solamente en dichas guías, pero no en los POE, no se requiere que sean incluidas en el alcance de la RM. Tampoco se requiere la inclusión de los equipos empleados en las guías FLEX en respuesta a accidentes más allá de la base de diseño, a no ser que se incluyan en el alcance de la RM por otro criterio de inclusión.

- No se requiere la inclusión en la RM de aquellas ESC utilizadas en los POE únicamente para la recuperación o protección de equipos, pero que no participan en la mitigación de accidentes o transitorios.
- Algunos ejemplos de ESC no relacionadas con la seguridad empleadas en POE que no son considerados importantes, y por tanto no tienen que incluirse dentro del alcance de la RM, son los siguientes: instrumentación local que proporciona una información redundante y no tiene función de control, mangueras contra incendios que son capaces sólo de aportar una pequeña fracción del agua requerida para mitigar el accidente, o equipos temporales o portátiles.

3.1.4. ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo puede provocar que ESC relacionadas con la seguridad no realicen sus funciones de seguridad

Este criterio requiere que se analicen los sistemas, y sus interdependencias, para determinar los modos de fallo de ESC no relacionadas con la seguridad, pero que pueden afectar directamente a funciones relacionadas con la seguridad:

- a. Cuyo fallo impida que se realice una función de seguridad; o
- b. Cuyo fallo, como ESC soporte, impida que se realice una función de seguridad.

La determinación del cumplimiento con los criterios anteriores debe sustentarse en la experiencia específica de la planta y en la experiencia operativa de la industria. Deben revisarse los estudios de interrelación entre sistemas y las interdependencias, así como los estudios de APS.

En una central típica, este criterio aplicará sólo a configuraciones anormales o a equipos y componentes en los que se ha detectado una deficiencia de diseño, ya que los procedimientos requieren que los sistemas, estructuras y componentes sean clasificados como relacionados con la seguridad, o dispongan de disposiciones especiales de diseño, tales que su fallo no tenga ningún impacto en la seguridad de la planta.

Ejemplos de ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo puede impedir que una ESC relacionada con la seguridad realice su función de seguridad son los siguientes:

- Un sistema de aire de instrumentos no relacionado con la seguridad que abre válvulas de aislamiento de la contención para purga y venteo.
- Situaciones en las que el tanque de almacenamiento de agua de condensado no es relacionado con la seguridad pero sin embargo es fuente de agua para sistemas de salvaguardia.

3.1.5. ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo podría ocasionar disparos de planta o actuación de sistemas de seguridad

Este criterio requiere la determinación, en base a la experiencia específica de la planta y la experiencia de la industria, de todas aquellas ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo podría ocasionar un disparo de planta o una actuación de un sistema de seguridad.

Se deben incluir dentro del alcance de la RM las siguientes ESC:

- ESC cuyo fallo ha causado un disparo de planta o actuación de un sistema de seguridad en la central.
- ESC cuyo fallo ha causado un disparo de planta o actuación de un sistema de seguridad en una central con una configuración similar.
- ESC identificadas en la documentación de planta (APS, EFS, etc.) cuyo fallo podría ocasionar un disparo de planta o actuación de un sistema de seguridad.

Para lo anterior se deben revisar los Sucesos Notificables y listas de disparos de planta de la propia central y además evaluar y/o documentar el análisis de los Informes de Sucesos Notificables y disparos de planta ocurridos en centrales de características similares.

No se tendrán en cuenta aquellos sucesos en que los disparos o actuaciones hayan sido causados por sucesos externos o fuera de control de las operaciones de planta.

Tampoco serán considerados los sucesos en los casos en que se realizó una modificación de diseño o acción correctora que eliminó la posibilidad de repetición del mismo suceso.

Ejemplos de ESC no relacionadas con la seguridad cuyo fallo puede causar un disparo de planta son la turbina y el generador, barras eléctricas de no seguridad que alimentan a las bombas de refrigeración del reactor y el sistema de accionamiento de barras de control.

3.1.6. Consideraciones adicionales al alcance de ESC

3.1.6.1. Parques eléctricos

Las actividades de mantenimiento que se realizan en los parques eléctricos de la central pueden afectar directamente a las operaciones de planta, por lo que los equipos de los parques eléctricos deben estar incluidos dentro del alcance de la RM.

En algunas centrales las tareas de mantenimiento en los parques eléctricos quedan fuera de la responsabilidad de la organización de explotación de la central, por ello, se entiende que el titular no puede tomar acciones directamente para optimizar el mantenimiento preventivo de los mismos. A pesar de todo, los parques deben incluirse dentro del alcance de la RM con objeto de vigilar su comportamiento, y con ello realizar un seguimiento de la eficacia de las tareas de mantenimiento que se realizan sobre ellos, dada la significación que tienen estos equipos en la seguridad de la instalación. Por ello las empresas titulares de estas centrales, deberían realizar una vigilancia del comportamiento de los parques eléctricos, de forma que se pueda detectar un comportamiento degradado de los mismos, para su comunicación a la empresa responsable de las labores de mantenimiento y la adopción de las acciones correctoras necesarias.

3.1.6.2. Sistema de Protección Contra incendios

Las ESC de protección contra incendios que están identificados bajo los requisitos de la IS-30, Revisión 1, no están relacionados con la seguridad, por lo que sus componentes quedarían fuera del alcance de la RM, a no ser que cumplieran alguno de los otros criterios de inclusión.

Sin embargo, la frecuencia de daño al núcleo (FDN) asociada a sucesos de incendio en la central es del mismo orden de magnitud, y a veces superior, a la FDN debida a sucesos internos, lo que es indicativo de la importancia para la seguridad de, al menos, una parte del sistema de protección contraincendios.

Por lo anterior, se deben incluir dentro del alcance de la RM aquellas partes del sistema de protección contraincendios (PCI) a las que se da crédito en el análisis de APS de incendios, en aquellas salas o localizaciones que más contribuyen a la FDN por incendio. De esta forma, se incluyen en la RM y se vigila la eficacia del mantenimiento en los componentes más significativos para el riesgo del sistema de protección contraincendios. En general, lo anterior supondrá la inclusión dentro del alcance de la RM de las bombas del sistema de agua de protección contraincendios y de los sistemas de detección y extinción de incendios de las salas identificadas, si bien se requerirá un análisis caso por caso con el objetivo de definir los ESC de PCI a incluir dentro del alcance de la RM.

3.1.6.3. ESC de protección frente a inundaciones

Las inundaciones internas, ocasionadas tanto por las roturas o fallos de tuberías como por actuaciones o alineamientos indebidos de sistemas, especialmente los sistemas de protección contraincendios, pueden provocar sucesos iniciadores y transitorios en la central, junto con la pérdida de equipos de mitigación de dichos sucesos.

Por ese motivo, se deben incluir dentro del alcance de la RM las ESC de detección o mitigación de inundaciones a las que se da crédito para hacer frente a los escenarios de inundación más significativos para el riesgo, identificados en los análisis de inundaciones del titular, tanto deterministas como probabilistas, en todos los modos de operación de la central.

De acuerdo con el criterio anterior, se incluirían en el alcance de la RM las ESC de detección o mitigación de la inundación de las zonas y escenarios identificados, entendiéndose como mitigación los sistemas de drenajes y de protección activos contra inundaciones previstos en el diseño que se consideren efectivos en los análisis.

Para la identificación de los escenarios y de las ESC asociadas se emplearán los Manuales de Protección Frente a Inundaciones Internas, así como los análisis deterministas y de APS de inundaciones internas.

3.1.6.4. ESC fuera del alcance de la Instrucción

Las ESC que no cumplen ninguno de los criterios anteriores quedarán fuera del alcance de la vigilancia de la eficacia de las prácticas de mantenimiento establecida por la RM. Para ellos los programas de mantenimiento en curso seguirán siendo aplicables y su nivel de mantenimiento se establecerá en función de las consecuencias de sus fallos sobre la producción de potencia y de su importancia económica.

Para las ESC que queden excluidas del alcance de la RM se requiere que se documenten las razones para la exclusión.

3.2. Selección de ESC en periodo de cese de explotación hasta el inicio de la fase de desmantelamiento

La IS-15 Revisión 1 requiere que se incluyan dentro del alcance de las evaluaciones en este periodo aquellas ESC asociadas al almacenamiento, control y mantenimiento del combustible gastado en condición segura.

Para la identificación de las ESC a incluir en el alcance de la RM durante este periodo se deben emplear como referencias básicas los documentos de licencia aplicables en este periodo, como son el Estudio de Seguridad en Parada, los documentos base de diseño en parada, las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento en parada, así como los procedimientos de operación de emergencia en parada, el análisis probabilista de seguridad correspondiente a la situación de todo el combustible en piscina, y cualquier otra información relevante para determinar las ESC asociadas con el mantenimiento del combustible gastado en una condición segura.

El listado de ESC dentro del alcance de la RM en el periodo de explotación de la central podrá ser utilizado como referencia básica a partir de la cual determinar el alcance reducido de la RM en la fase de cese de explotación, si bien podrán incluirse dentro del alcance ESC específicos de la condición de parada que no estuvieran en el alcance de la RM durante la fase de explotación.

Una aproximación adecuada para determinar el alcance es la de incluir dentro del mismo aquellas ESC que respondan afirmativamente a alguna de las preguntas siguientes:

- ¿Está la ESC relacionada con el almacenamiento, control o mantenimiento del combustible gastado en condición segura?
- ¿Debe la ESC permanecer funcional durante y después de sucesos base de diseño asociados con el almacenamiento de combustible gastado para asegurar la capacidad de evitar o mitigar las consecuencias de los accidentes?
- ¿Se emplea la ESC explícita o implícitamente en algún procedimiento de operación de emergencia o instrucciones de operación anormal relacionados con el almacenamiento, control y mantenimiento del combustible gastado en condición segura?
- ¿El fallo de la ESC impide que alguna de las ESC incluidas en el alcance por cualquiera de los criterios anteriores cumpla su función?

Una vez definidas las ESC incluidas en el alcance, es necesario identificar y documentar las funciones que realizan las ESC en relación con el mantenimiento y control del combustible gastado.

3.3. Actualización del alcance de ESC a las que aplica la Instrucción IS-15 Revisión 1

En la fase de implantación de la RM en la central se debe definir y documentar el alcance de ESC incluidas/excluidas del alcance de la RM, de acuerdo con los criterios y requerimientos recogidos en los apartados anteriores.

Posteriormente, se debe ir actualizando el alcance de la RM incorporando las variaciones en el mismo que puedan derivarse de la operación de la planta y las modificaciones realizadas en la central. De forma general, será necesario revisar las modificaciones de diseño realizadas, los sucesos notificables y cualquier cambio en la documentación del proyecto (APS, ETF, EFS) que pueda tener impacto en la definición del alcance de la RM. Como consecuencia de los análisis podrá decidirse la entrada de nuevas ESC dentro del alcance de la RM o la exclusión de otras.

Las actualizaciones deben realizarse como mínimo cada ciclo de operación y quedar documentadas.

4. Significación para el riesgo de ESC en el alcance de la RM

Una vez que se han determinado las ESC incluidas dentro del alcance de la RM se requiere el establecimiento de la significación para el riesgo de los mismos, dado que es lo que determina el grado de vigilancia que se debe establecer sobre ellos. Es decir, es necesario para el posterior establecimiento de criterios de comportamiento.

El resultado de esta etapa del análisis será la categorización de las ESC dentro del alcance en dos grupos: las significativas para el riesgo, para las que se establecerán vigilancias específicas a nivel de tramo, tren o sistema, y las no-significativas para el riesgo para las que se establecerá una vigilancia del comportamiento a nivel de planta, si es posible, o específico en caso contrario.

La determinación de la significación para el riesgo debe realizarse a nivel de función de las ESC incluidas en el alcance. Es decir, debe analizarse la posible significación para el riesgo de cada una de las funciones en el alcance de los sistemas incluidos en la RM. En general no se considera aceptable establecer la significación para el riesgo a nivel sistema.

También es necesario establecer la significación para el riesgo para los diferentes modos de operación de la planta, dado que las funciones críticas de seguridad que es necesario preservar son distintas en función del modo de operación de la planta. En general, será suficiente diferenciar la significación para el riesgo en operación a potencia y en parada.

Los análisis de riesgo para la estimación de la significación para el riesgo deben ser evaluaciones globales de planta que consideren sucesos internos y externos. La forma de hacerlo puede variar en función de la disponibilidad de resultados y el formato de los mismos existente en cada central, pero en cualquier caso será necesario justificar la aproximación utilizada.

La determinación de la significación para el riesgo de ESC debe ser coordinada por el denominado "Panel de Expertos" que trata los temas de RM, el cuál será, en última instancia, el responsable de aprobar la lista definitiva de sistemas/funciones significativas para el riesgo.

El "Panel de Expertos" debe estar formado por un grupo de técnicos de la central implicado en la implantación y seguimiento de la aplicación de la RM en la planta. Con independencia de la estructura organizativa que cada central posea para el desarrollo de las actividades relacionadas con mantenimiento, el panel de expertos debe ser considerado como un panel de "alto nivel".

El "Panel de Expertos" estará constituido por un mínimo recomendable de cinco miembros, que incluya representantes con conocimientos en las áreas de operación, mantenimiento, ingeniería, licencia y APS.

Este panel debe ser informado por la estructura organizativa encargada de la definición y seguimiento de la RM y su función consiste en la determinación de líneas de actuación, supervisión, revisión y aprobación, pero nunca la de ejecución directa de los trabajos.

La determinación de la significación para el riesgo de los sistemas/funciones dentro del alcance de la RM se basará en información sobre el riesgo de dos fuentes diferentes: por un lado la obtenida de los resultados de los Análisis Probabilistas de Seguridad y por otro la de importancia de las ESC frente a las Funciones Críticas para la Seguridad (FCS) aplicables en el modo de operación considerado.

La valoración de la importancia de los tramos/trenes/sistemas frente a las FCS debe ser realizada por el panel de expertos. Para la valoración y conjunción de las opiniones de los expertos que componen el panel podrá utilizarse el método "Delphi".

Junto a las valoraciones del panel de expertos frente a las FCS, se debe utilizar el Análisis Probabilista de Seguridad específico de la instalación a la hora de realizar la determinación de la significación para el riesgo de las ESC. Los resultados de significación para el riesgo de ESC derivados de los APS serán empleados por el PE para, junto con las valoraciones realizadas frente al cumplimiento con las FCS, obtener el listado definitivo de sistemas/funciones significativos para el riesgo.

La determinación de ESC significativas para el riesgo empleando el APS se basa en la realización de medidas de importancia en la ecuación final de daño al núcleo del APS. En general, las centrales disponen de la ecuación de daño al núcleo correspondiente al APS de nivel 1 de sucesos internos en operación a potencia, pero en caso de que sea posible también la realización de medidas de importancia del APS en otros modos de operación distintos de operación a potencia, o del APS de sucesos externos, también deben ser empleadas como referencia para la determinación de la significación para el riesgo de ESC.

En el caso de que no se disponga de una ecuación de daño al núcleo en la cual realizar medidas de importancia, se podrán emplear los resultados del APS, por ejemplo, de análisis de incendios, de nivel 2, de inundaciones externas, etc., para realizar valoraciones sobre posible significación para el riesgo de ESC no consideradas ya como significativas en base a otros criterios o medidas de importancia.

Las medidas de importancia que se deben utilizar para la determinación de la significación para el riesgo basada en la ecuación de daño al núcleo del APS son las siguientes:

- Valor de Reducción del Riesgo (Risk Reduction Worth)

El valor de reducción del riesgo es un método mediante el cual se le asigna a la ESC una fiabilidad total (tasa de fallo igual a 0) y se determina la reducción equivalente de riesgo en la frecuencia de daño al núcleo.

Una ESC será considerada como significativa para el riesgo si la reducción en la frecuencia de daño al núcleo es al menos del 0,5%, es decir, la medida de importancia es mayor de 1,005.

- Valor de Incremento del Riesgo (Risk Achievement Worth)

El valor de incremento del riesgo es un método mediante el cual se le asigna a la ESC una indisponibilidad total (tasa de fallo igual a 1) y se determina el aumento equivalente de riesgo en la frecuencia de daño al núcleo.

Una ESC será considerada como significativa para el riesgo si el aumento en la frecuencia de daño al núcleo supera un factor de 2.0.

- Contribución a la FDN

Una ESC será considerada como significativa para el riesgo si alguno de los sucesos básicos de fallo asociados a dicha ESC está incluido en alguno de los conjuntos mínimos de fallo que, ordenados de forma decreciente, contribuyen en un 90% a la frecuencia total de daño al núcleo.

De forma general, en la realización de medidas de importancia se pueden eliminar los sucesos básicos que no están relacionados con mantenimiento, como son, por ejemplo, los errores humanos y los sucesos iniciadores.

Para el análisis de las medidas de importancia de incremento/reducción de riesgo se deben considerar todos los sucesos básicos incluidos en la ecuación final de daño al núcleo que estén relacionados con la función y no solamente los más significativos, porque esto podría enmascarar la importancia para el riesgo de la función que esté en el límite del valor de corte de significación para el riesgo.

Las medidas de importancia a utilizar serán al menos las anteriores. Si se utiliza alguna otra medida en sustitución de alguna de las indicadas ésta deberá ser adecuadamente justificada.

El Panel de Expertos recibe la información de significación para el riesgo de las ESC basada en los resultados de los APS, y como criterio general, debe aceptar los resultados obtenidos. Cualquier desviación propuesta por el PE debe estar soportada por unas sólidas bases técnicas.

El Panel de Expertos, con sus valoraciones frente al cumplimiento con las FCS, completa el análisis de significación para el riesgo cubriendo aspectos no contemplados en los análisis de APS, como pueden ser los componentes no modelados en el APS, operación en otros modos de operación si no está disponible el APS, etc.

El proceso anteriormente descrito de determinación de la significación para el riesgo de ESC debe quedar documentado. Adicionalmente, debe ser coherente con la realidad de la planta recogida en las revisiones del APS, por lo que se debe realizar una valoración de la necesidad de actualización del proceso de determinación de significación para el riesgo y proceder a su actualización, si es necesario.

En el caso de la RM en el periodo de cese de explotación hasta el inicio de la fase de desmantelamiento, la determinación de la significación para el riesgo se podrá llevar a cabo empleando las medidas de importancia indicadas para la fase de explotación, utilizando el APS en piscina, complementado con las estimaciones del Panel de Expertos.

5. Criterios de comportamiento

La asignación de criterios de comportamiento a las ESC dentro del alcance de la RM es necesaria para establecer unos valores frente a los que evaluar el comportamiento de las ESC, y en definitiva comprobar la eficacia de las actividades de mantenimiento que se realizan sobre ellas. Los criterios se establecen, por tanto, para proporcionar una base para determinar que el comportamiento es satisfactorio, o por el contrario, evidenciar la necesidad de focalizar los recursos de la central en una mejora del mantenimiento que conduzca a un mejor comportamiento de las ESC.

Los criterios de comportamiento establecidos deben ser lo suficientemente sensibles como para permitir detectar comportamientos degradados, al mismo tiempo que permiten un grado de indisponibilidad e infiabilidad razonable y técnicamente defendible, tanto en términos deterministas como de riesgo, manteniendo además el balance fiabilidad/disponibilidad.

Los parámetros que pueden ser utilizados como criterios de comportamiento son los siguientes:

- Disponibilidad de la función del tramo/tren/sistema.
- Fiabilidad de la función del tramo/tren/sistema.
- Condición del sistema/estructura.
- Comportamiento a nivel de planta.

La extensión de la monitorización del comportamiento requerida varía en función de la significación para el riesgo de las ESC, pudiendo realizarse una vigilancia específica a nivel de tren o sistema, o general a través de indicadores a nivel de planta. Sólo para las ESC no significativas para el riesgo normalmente en operación cuyo fallo origine un suceso a nivel de planta se permite una vigilancia a nivel de planta, debiendo establecerse criterios específicos a nivel de sistema/tren/tramo para el resto de ESC.

En la tabla siguiente se reflejan los parámetros de vigilancia que se deben establecer para los distintos tipos de ESC incluidos dentro del alcance de la RM.

Categoría	Nivel de vigilancia	Criterio de comportamiento
ESC significativas para el riesgo	Tramo/tren, función	Fiabilidad e indisponibilidad
ESC no significativas para el riesgo cuyo fallo origina un suceso a nivel de planta	Planta	Criterios a nivel de planta
Resto de ESC en alcance	Tramo/tren, función	Fiabilidad, indisponibilidad o condición.
Estructuras	Estructura	Condición

Para la definición de los criterios de comportamiento puede optarse por la modelación del sistema en trenes, tramos o grupos funcionales, o a nivel de sistema, pero siempre que se garantice la vigilancia de todas las funciones del sistema de forma coherente con su significación para el riesgo.

La definición cuantitativa de los criterios de comportamiento de las ESC dentro del alcance de la RM debe tener en cuenta los siguientes factores:

- Comportamiento histórico.
- Impacto en el riesgo.
- Fiabilidad esperada y experiencia externa.
- Políticas de mantenimiento.

Para satisfacer los requisitos de monitorización del comportamiento dentro de la RM se deben utilizar los datos disponibles de otros programas de vigilancia ya establecidos en la central para dar cumplimiento a otros requerimientos normativos. Así, por ejemplo, se deben emplear los requisitos del apéndice J del 10CFR50 en lo relativo a fugas a la hora de establecer los criterios de comportamiento del sistema de aislamiento de contención.

Asimismo, en el caso de los generadores diésel de emergencia deben asignarse unos criterios de comportamiento compatibles con los valores de fiabilidad que deben cumplir los mismos de acuerdo con los requisitos del 10CFR50.63 (SBO rule).

La metodología y los criterios empleados para la definición de los criterios de comportamiento para las ESC dentro del alcance de lo requerido por la Instrucción IS-15 Revisión 1, deberán ser justificados y documentados, ya que serán objeto de revisión por parte del organismo regulador.

Los criterios de comportamiento establecidos por los titulares, si bien es aceptable que mantengan una cierta estabilidad una vez definidos, no deberán ser inamovibles sino que deberán adaptarse a la experiencia de la central allá donde proceda.

Su actualización o análisis de vigencia está requerida, al menos, en los siguientes supuestos:

- Cambios en las especificaciones técnicas de funcionamiento de la central.
- Modificaciones en las políticas de mantenimiento en la central.
- Aplicación de lecciones aprendidas.
- Actualizaciones del APS.

La monitorización del comportamiento a nivel de trenes funcionales, en el caso de que los trenes estén formados por tramos redundantes, puede ocasionar el enmascaramiento de comportamientos degradados de un tramo por el buen comportamiento del tramo redundante. Este sería, por ejemplo, el caso de un tren en el que existen dos bombas redundantes del 100% de capacidad cada una que está monitorizado a nivel de tren: la baja fiabilidad de una bomba o su alta indisponibilidad quedaría enmascarado por la alta fiabilidad y disponibilidad de la bomba redundante, ya que no se ocasionaría fallo funcional del tren por la pérdida de una de las bombas.

Para evitar este tipo de enmascaramientos, que a pesar de que no supongan pérdida de la función RM pueden ser síntomas de algún problema de mantenimiento, son posibles diferentes opciones. Entre ellas se encuentran las siguientes, si bien son factibles otras aproximaciones en un análisis caso por caso:

- Contabilizar los fallos individuales de los componentes principales de los tramos redundantes y establecer un criterio de comportamiento para su vigilancia.
- Monitorizar individualmente las indisponibilidades de los tramos y establecer criterios de comportamiento para su monitorización.
- Creación de grupos funcionales de fiabilidad que incluyan a los componentes individuales de los tramos redundantes.

5.1. Criterio de comportamiento de disponibilidad

Es necesario vigilar la disponibilidad de los sistemas/funciones dentro del alcance de la RM considerados como significativos para el riesgo, para lo que se deben establecer unos criterios de comportamiento de indisponibilidad que determinen el tiempo máximo admisible de indisponibilidad del sistema/función.

Dependiendo de la modelación del sistema dentro de la RM, los criterios de comportamiento se pueden establecer a nivel de sistema, tramo, tren o función.

Los criterios de comportamiento se establecerán considerando las prestaciones históricas de la planta. Independientemente de la metodología concreta empleada para establecer los criterios, el valor asignado debe ser compatible con la indisponibilidad histórica del tramo considerado, y lo

suficientemente ajustada a los valores medios de indisponibilidad del tramo como para permitir detectar deficiencias de comportamiento que supongan un incremento significativo de la indisponibilidad del tramo.

Si sobre el sistema se realiza mantenimiento en operación a potencia, lo que constituye una causa adicional de indisponibilidad, este hecho deberá ser tenido en cuenta a la hora de establecer los criterios de comportamiento. También es necesario contabilizar la indisponibilidad durante la realización de pruebas, para aquellas pruebas que la generen.

Asimismo, deberán ser considerados posibles trabajos de mantenimiento correctivo en el sistema, de forma coherente con el criterio de comportamiento de fallos considerado para el sistema, y la indisponibilidad asociada a los mismos.

Las pruebas de vigilancia periódica que ocasionan indisponibilidades de corta duración (menos de 15 minutos por tren), no es necesario que sean contabilizadas como tiempo de indisponibilidad. El objetivo de esta excepción es minimizar la carga de trabajo asociada a la recogida de datos de indisponibilidad originada por estas pruebas, y su posterior documentación y verificación, dado que por su corta duración tienen un impacto muy poco significativo en el riesgo y poca influencia en una potencial optimización de la eficacia del mantenimiento.

Si el titular decide no contabilizar estas indisponibilidades debe tener en cuenta este hecho a la hora de establecer los criterios de comportamiento correspondientes, y además, elaborar una lista de pruebas que cumplen este criterio, la cual debe estar disponible para revisión por parte del organismo regulador.

En general no se considerarán admisibles criterios de comportamiento muy superiores a los valores medios de indisponibilidad en el tramo. Si tras varios ciclos RM se comprueba que las nuevas prácticas de mantenimiento preventivo en la central han hecho que las indisponibilidades sean inferiores a los valores medios calculados en base a la experiencia histórica anterior, los criterios deberán ser revisados a la baja para adaptarse a la nueva situación de la planta.

En las consideraciones anteriores, el APS constituye una herramienta de gran utilidad, que podrá ser empleada para la validación de los criterios de comportamiento establecidos. En estos casos, se incluirá una valoración del impacto en el riesgo en aquellos casos en los que el valor propuesto como criterio de prestación sea significativamente superior a la media considerada en el APS”.

5.2. Criterio de comportamiento de fiabilidad

Deben establecerse criterios de comportamiento de fiabilidad para todos los sistemas/funciones significativos para el riesgo dentro del alcance de la RM como una medida del comportamiento del sistema/función. Adicionalmente, se establecerán criterios de fiabilidad, indisponibilidad o condición, adecuados para cada caso, para los sistemas no significativos para el riesgo en espera, ya que su comportamiento no puede ser vigilado a través de criterios de comportamiento a nivel de planta y para los que, aunque estén en operación su fallo no provoca un suceso de planta.

Las prestaciones funcionales de sistemas en espera se verifican mediante la realización de pruebas de vigilancia. La fiabilidad puede medirse por el número de fallos funcionales (FF) o por el número de arranques/pruebas con éxito dividido por el número de intentos de arranques/prueba durante

un periodo fijo, por ejemplo por ciclo de combustible o por año. En el caso de sistemas en operación la fiabilidad se calculará como el número de fallos dividido por el tiempo de operación.

El establecimiento de los criterios de fiabilidad se realizará en base a la experiencia real de la planta y con el suficiente margen, considerando la aleatoriedad de los fallos y teniendo en cuenta la fiabilidad/disponibilidad supuesta para la función, y la experiencia externa.

En la determinación de los criterios de fiabilidad será necesario realizar un balance entre la fiabilidad esperada para la función, a la vista de la experiencia histórica y las tasas de fallo de los componentes, y la importancia para la seguridad de los fallos. En general no se consideran admisibles criterios de fallos muy superiores a los estimados de acuerdo con las tasas de fallos genéricas de los componentes implicados en la función, si bien deben también realizarse consideraciones relativas a la experiencia específica de la planta.

Por otra parte, en el caso de ESC cuya contribución al riesgo sea significativa o muy significativa, deberán establecerse unos criterios restrictivos dada la importancia de los fallos, pudiendo ser necesario la asignación de un criterio de comportamiento de 0 FF/ciclo. En cualquier caso el análisis anterior debe ser un análisis caso por caso y deberá proveerse una justificación detallada de la decisión tomada.

La identificación de los componentes de elevada significación para el riesgo será establecida por el panel de expertos, teniendo en cuenta la información suministrada por los análisis de riesgos de la central, principalmente los análisis de APS, basándose en la contribución al riesgo, en términos de incremento de frecuencia de daño al núcleo o de frecuencia de grandes liberaciones tempranas, en caso de que el componente sea declarado fuera de servicio.

En la estimación del criterio de comportamiento de fallos, deberá tenerse en cuenta el número de demandas que se realiza sobre los componentes durante el periodo de tiempo considerado en el criterio. Es inaceptable que el número de fallos funcionales requerido para que se supere el criterio de comportamiento sea superior al número de demandas durante el periodo de vigilancia.

Además, deben ser tenidos en cuenta todos los modos de fallos de componentes que afecten a una función dentro del alcance de la RM. Por ejemplo, los interruptores de alimentación a las cargas tienen como función la alimentación eléctrica a las mismas, por lo que debe considerarse el fallo al cierre de los interruptores; pero además, ante una falta eléctrica en una carga, su interruptor de alimentación debe abrir para proporcionar protección eléctrica a la barra, ya que en caso contrario sería necesaria la apertura del interruptor de alimentación a la barra con el consecuente pérdida de tensión en la barra. Por tanto, el fallo a la apertura del interruptor debe ser considerado también como fallo funcional (FF).

Los criterios de comportamiento de fiabilidad deben considerar todos los fallos funcionales en el tren/tramo/función o sistema objeto del criterio y no sólo los fallos funcionales evitables por mantenimiento. De esta forma se consigue una adecuada monitorización del comportamiento y será mediante un proceso posterior de análisis cuando se determinen cuáles de los fallos contabilizados son debidos a mantenimiento y requieren actuaciones desde el punto de vista de la eficacia del mantenimiento.

En las consideraciones anteriores, el APS constituye una herramienta de gran utilidad, que podrá ser empleada para la validación de los criterios de comportamiento establecidos.

5.3. Criterios de comportamiento a nivel de planta

Determinados parámetros de planta pueden emplearse para vigilar el comportamiento de las ESC, constituyendo los llamados criterios de comportamiento a nivel de planta. Los parámetros que sirvan de referencia han de elegirse, en la medida de lo posible, en base a indicadores reconocidos internacionalmente, de forma que se pueda situar el comportamiento de la planta en el entorno de la media internacional de la industria.

Estos criterios son adecuados para vigilar el comportamiento de ESC no significativos para el riesgo que se encuentren normalmente en operación, y cuyo fallo ocasione un suceso a nivel de planta.

Los valores numéricos que se asignen a los parámetros deben basarse en datos estadísticos de parámetros en centrales americanas, alemanas y españolas, que estarán disponibles para el sector nuclear a través de UNESA, INPO/ WANO y el "Reactor Oversight Project" de la NRC.

Se consideran como parámetros adecuados para ser empleados como criterios de comportamiento a nivel de planta los incluidos en los subapartados siguientes.

5.3.1. Criterio 1: número de disparos de reactor no planificados por cada 7.000 horas de reactor crítico.

La definición de este indicador es coincidente con la definición y aclaraciones utilizadas por la NRC/NEI y contemplada en la referencia.

El parámetro está normalizado a 7.000 horas crítico, independientemente del periodo vigilado, aunque sólo tendrá validez comparativa si el periodo vigilado es de 1 año o superior.

Por disparo del reactor se entiende la parada del reactor por una rápida adición de reactividad negativa, por cualquiera de las acciones siguientes:

- Inserción de barras de control.
- Adición de boro.
- Actuación de cualquier interruptor de disparo o apertura del mismo.

Disparo no planificado significa que el disparo del reactor no forma parte de la evolución planificada de una prueba o procedimiento de operación. Sin embargo, se considerarán como no planificados todos los disparos que sucedan durante la realización de pruebas o procedimientos de operación en los que, a pesar de que la probabilidad de disparo sea alta, éste no esté planificado intencionadamente.

Ejemplos de disparos del reactor que hay que considerar son los siguientes:

- Disparos resultado de un transitorio no planificado, fallos de equipos, señales espurias, errores humanos o provocados por una situación anormal, de emergencia o respuesta a una situación de alarma.

- Disparos de reactor iniciados para evitar una situación no permitida por las CLO y como acción de especificaciones técnicas de funcionamiento limitativas en tiempo.
- Disparos durante la ejecución de pruebas o vigilancias en las que la probabilidad de disparo del reactor se ve incrementada, pero no está planificada su actuación.
- Por el contrario, no se considerarán los disparos del siguiente tipo:
 - Disparos planificados como parte de una prueba.
 - Disparos provocados por señales que actúan mientras el reactor se encuentra subcrítico.
 - Disparos provocados por la secuencia normal de un proceso de parada planificada y señales de disparo que ocurran mientras el reactor está en proceso de ser parado.
 - Paradas del reactor para reducir el impacto de situaciones externas como incendios, tornados, etc.
 - Paradas ordenadas del reactor para cumplir con las CLO de las ETF realizadas de acuerdo con un procedimiento normal de parada de la planta.

5.3.2. Criterio 2: número de bajadas y/o rechazos de carga no planificadas superiores al 20% de la potencia térmica nominal de la central por cada 7.000 horas de reactor crítico.

La definición de este indicador es coincidente con la definición y aclaraciones utilizadas por la NRC/NEI.

El parámetro está normalizado a 7.000 horas crítico, independientemente del periodo vigilado, aunque sólo tendrá validez comparativa si el periodo vigilado es de 1 año o superior.

Por cambios de potencia no planificados se entienden aquellos cambios de potencia del reactor que se realizan antes de las 72 horas siguientes al descubrimiento de las condiciones anormales que lo originan, y que requieren una reducción de carga superior al 20% de plena carga para su resolución. Incluye por tanto, excursiones incontroladas de potencia superiores al 20% de plena potencia provocadas por situaciones operativas de la planta y que no forman parte de la evolución planificada de una prueba.

Los cambios de potencia no planificados incluyen todos aquéllos debidos a fallos de equipos, errores del personal y los necesarios para realizar mantenimiento, pero no se contabilizarán los debidos a seguimientos de carga ordenados por el despacho de carga.

Los cambios aparentes (no reales) ocasionados por problemas de la instrumentación no se contabilizarán para este indicador. Tampoco se considerarán los realizados para reducir el impacto de sucesos externos fuera del recinto de la central, incluyendo los provocados por oscilaciones en la red y líneas de transmisión externas, los requeridos por el Despacho de Cargas ni las realizadas como consecuencia de huelgas del personal.

Las reducciones de carga en respuesta a sucesos esperados, que están procedimentados pero que no pueden predecirse con 72 horas de adelanto, como son por ejemplo las avenidas de algas o contaminaciones biológicas, moluscos, temperatura, etc., tampoco se contabilizarán para este indicador.

Los descensos de carga mayores del 20% producidos por requisitos ALARA serán contabilizados siempre que sean considerados como no programados.

Si cuando se está desarrollando una reducción de potencia iniciada más allá de las 72 horas del descubrimiento de su necesidad aparecen configuraciones no previstas que provocan un mayor descenso que el inicialmente planificado, no será tenido en cuenta para este indicador.

5.3.3. **Criterio 3:** número de actuaciones manuales o automáticas de la lógica o el equipo de determinados subsistemas del sistema de refrigeración de emergencia del núcleo (ECCS) con existencia de inyección real de fluido, o del sistema de alimentación de energía eléctrica alterna de emergencia, en respuesta a un bajo voltaje real en una barra eléctrica durante un periodo de tiempo considerado.

A la hora de contabilizar los sucesos asignables a este parámetro, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las actuaciones del Sistema de Alimentación de Energía Eléctrica Alterna de Emergencia se contabilizarán si han tenido lugar en respuesta a una condición real de bajo voltaje en una barra de salvaguardia solamente si el generador diésel intenta acoplar a la barra. No se contabilizarán por tanto las actuaciones espurias.
- Solamente se contabilizará una actuación de EPS por suceso, aunque hayan actuado varios generadores diésel.
- Los sistemas de ECCS que se consideran en este indicador son el sistema de inyección de alta presión (HPIS) y el sistema de inyección de baja presión (LPSI) para reactores PWR, y los sistemas de inyección de alta presión (HPCI) y baja presión (LPCI) y los sistemas de aspersión del núcleo a alta presión (HPCS) y a baja presión (LPCS) para las centrales tipo BWR.
- Para los sistemas de ECCS se contabilizarán las actuaciones de la lógica siempre que se produzca una inyección real de agua.
- Solamente se contabilizará una actuación de ECCS por suceso aunque hayan actuado varios sistemas en el suceso.
- Los sucesos que involucren tanto al ECCS como al EPS se contabilizarán dos veces.
- En emplazamientos con varias unidades que comparten equipos las actuaciones se asignarán a la unidad en que se produjo la señal iniciadora o la pérdida de energía. Si la fuente de señal no puede ser asignada a ninguna unidad se asignará la actuación a las dos unidades.

5.4. Condición de componente/estructura

Para algunos componentes, y particularmente para estructuras, la vigilancia de la condición puede ser más conveniente para una medida de la eficacia del mantenimiento que las medidas de fiabilidad y disponibilidad.

Al establecerse las tendencias de la condición deben tenerse en cuenta los principales elementos de mantenimiento predictivo, o inspecciones y pruebas periódicas en servicio.

Cuando el criterio de comportamiento establecido no permite fallos o indisponibilidades durante el periodo de monitorización, normalmente para ESC de muy alta significación para el riesgo, la condición de las ESC debe ser vigilada empleando una monitorización de la condición o parámetros de mantenimiento predictivo que, en la medida de lo posible, alerten de la degradación a tiempo para realizar un mantenimiento preventivo que se anticipe al fallo. Por ejemplo, si una planta no permite ningún fallo funcional en las fuentes de suministro eléctrico exterior y en la distribución eléctrica en el interior de la planta, se debe monitorizar la tensión y frecuencia en las fuentes de suministro eléctrico exterior, especialmente durante los periodos de inestabilidad en la red o alta probabilidad de pérdida de suministro eléctrico exterior.

6. Evaluación del comportamiento de las ESC frente a los criterios de comportamiento. Categorización (a) (1), (a) (2).

Una vez definido el alcance de ESC dentro de lo requerido por la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1 y establecida la significación para el riesgo y los criterios de comportamiento aplicables en cada caso, el siguiente paso es la evaluación del comportamiento de dichas ESC frente a los criterios de comportamiento citados, con objeto de realizar una medida de la eficacia del mantenimiento.

Para ello, se debe analizar el comportamiento de las ESC, contabilizando fallos funcionales, indisponibilidades, o sucesos a nivel de planta, según aplique, en ventana rodante, y contrastar los datos de comportamiento frente a los criterios de comportamiento establecidos.

Los datos de mantenimiento, pruebas, vigilancias e inspecciones deben ser recogidos, registrados, almacenados y analizados. Estos registros serán utilizados para la búsqueda de fallos e indisponibilidades.

En la determinación de fallos funcionales y en la estimación de horas de indisponibilidad se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Para la determinación de fallo funcional puede suceder que ocurra una pérdida total de la función de la ESC, en cuyo caso la calificación sería inequívoca como FF, o que haya un comportamiento degradado de la misma, en cuyo caso deberá justificarse la calificación de fallo funcional o no, basándose en las oportunas consideraciones (ejemplo: bases de diseño de los sistemas, criterios de éxito de los APS, etc.).
- Es necesario contabilizar todos los FF asignados a un criterio determinado, y no sólo los fallos funcionales evitables por mantenimiento (FFEM) dado que para establecer los criterios de fiabilidad se han contabilizado todos los FF, normalmente basándose en valores históricos y del APS, por lo que para vigilar el comportamiento es también necesario contabilizar todos los fallos.
- No se considerarán fallos funcionales evitables por mantenimiento los errores humanos de alineamientos de componentes, no relacionados directamente con el mantenimiento realizado, para devolver un tren a la posición de servicio tras un mantenimiento, ni, en general, los errores operacionales no asociados con mantenimiento.

- Una adecuada gestión de repuestos se considera como parte del mantenimiento entendido en un sentido amplio. Por ese motivo, fallos de ESC ocasionados por superación de su vida útil por problemas de obsolescencia de equipos y búsqueda de repuestos alternativos no deberán ser considerados como fallos debidos a diseño, sino como FFEM.
- Si durante la realización de una prueba post-mantenimiento, entendiendo como tal las pruebas que se realizan una vez que ya se ha levantado el descargo para verificar que el mantenimiento ha sido realizado con éxito, se produce un nuevo fallo, el criterio para decidir si constituye un nuevo fallo funcional será el siguiente: si el fallo es debido a las mismas causas que provocaron la intervención de mantenimiento o a errores durante el mantenimiento, no se considerará como FF, pero si el fallo es debido a causas completamente diferentes a las que provocaron la intervención e independiente del mantenimiento realizado, sí deberá contabilizarse como un nuevo FF.
- En la contabilización de indisponibilidades, se entiende como retorno a servicio la transición entre la condición de indisponible y la de disponible y, por tanto, el momento en que concluye el tiempo de indisponibilidad. Desde el punto de vista de las horas de indisponibilidad a contabilizar frente al criterio de comportamiento establecido, un tren se considera que ha vuelto a servicio cuando se cumplen las siguientes condiciones:
 - Se han levantado las tarjetas del descargo asociado al trabajo de mantenimiento.
 - El tren ha sido alineado y está preparado para operar: se ha realizado el llenado, los venteos, alineamientos, etc.
 - No se esperan o requieren más ajustes de equipos como consecuencia del periodo de indisponibilidad.
 - Los operadores conocen que el tren está disponible para realizar su función de seguridad.
 - En el caso de los equipos en espera, las señales automáticas están disponibles o pueden ser recuperadas rápidamente por los operadores.

En caso de que en una prueba post-mantenimiento posterior a que el tren haya vuelto a servicio, se produzca un fallo, se contabilizará como indisponible todo el tiempo hasta que el equipo vuelva nuevamente a disponible tras una nueva actuación de mantenimiento sobre el equipo.

En el caso de que se utilice un monitor de riesgo para dar cumplimiento a los requisitos del apartado (a) (4) de la RM (ver apartado 8), la ESC se considerará indisponible hasta que no se realice la prueba post-mantenimiento que verifica que el equipo se encontraba disponible. Posteriormente, se podrá modificar el histórico de indisponibilidades del monitor considerando la ESC como disponible en el momento en que retornó a servicio.

- Dentro de la RM normalmente la indisponibilidad se carga desde el momento en que se produce un fallo en demanda, o se descubre la condición degradada o fallada, hasta que se recupera la función.

- Una ESC que es requerida para operación automática será considerada disponible si es capaz de responder automáticamente, sin ninguna acción humana.
- Una ESC puede considerarse indisponible, incluso si es considerada operable por especificaciones técnicas, si no puede cumplir su criterio de éxito para una o más de sus funciones dentro del alcance de la RM.
- Las indisponibilidades de los sistemas soporte no se cargan a los sistemas soportados, ya que estas indisponibilidades son sólo un indicativo del comportamiento del sistema soporte, no del soportado.

Analizados los datos históricos en ventana rodante, las ESC permanecerán en categorización (a) (2) cuando se demuestre que su comportamiento está siendo controlado de manera efectiva mediante un programa de mantenimiento preventivo, de forma que son capaces de realizar su función. Si por el contrario, las ESC no cumplen con el criterio de comportamiento establecido, se debe realizar un análisis de determinación de causa, que, en primer lugar, determine si la causa del mal comportamiento es debida a mantenimiento.

El sentido de los criterios de comportamiento establecidos radica en la definición por parte del titular del máximo número de fallos, tiempo de indisponibilidad, o en su caso transitorios de planta, que las funciones dentro del alcance de la RM pueden experimentar o provocar respectivamente, teniendo en cuenta factores de riesgo, fiabilidad esperada, experiencia operativa interna y externa, etc. Por consiguiente, a la hora de valorar el comportamiento de la función deberán tenerse en cuenta todos los sucesos ocurridos, con independencia de la causa de los mismos, si bien solo deberán ejercerse acciones para el cumplimiento con la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1, sobre aquellos sucesos evitables por mantenimiento.

En los subapartados siguientes se recogen algunos aspectos relacionados con la evaluación del comportamiento y la categorización en (a) (1) o (a) (2).

6.1. Análisis de determinación de causa. Acciones correctoras. Paso de (a) (2) a (a) (1).

Debe realizarse un análisis de determinación de causa documentado, en un periodo de tiempo razonable, siempre que se de alguno de los siguientes supuestos:

- Se sobrepasa un criterio de comportamiento.
- No se cumple un objetivo.
- Se produce un fallo funcional en un sistema significativo para el riesgo en un componente de elevada significación para el riesgo, el fallo tiene implicaciones genéricas o es repetitivo.

La profundidad del análisis de determinación de causa a realizar estará en función de la importancia para la seguridad del fallo, así como de la evidencia de la causa.

El análisis de determinación de causa debe identificar la causa básica de cada fallo o comportamiento inaceptable (no es suficiente con la causa directa), y si alguna causa básica es evitable por mantenimiento, identificar las acciones correctoras a realizar para evitar la

recurrencia de la misma, y proponer el paso o no de la ESC afectada a la categoría (a) (1), identificando en su caso la vigilancia especificada para dicha ESC y los objetivos a establecer.

En la realización de los análisis de determinación de causa se tendrá en cuenta la experiencia operativa propia y externa, pudiendo incluir consultas con los fabricantes o suministradores de los equipos, tanto para la determinación de las posibles acciones correctoras como para el establecimiento de objetivos.

Un fallo con implicaciones genéricas, es aquel que se estima que puede aplicar a distintos tipos de componentes, no solo a componentes idénticos o redundantes con el que falló. Por ejemplo, componentes que estén ubicados en la misma zona en idénticas condiciones ambientales, componentes que sean del mismo material, componentes sobre los que el mantenimiento que se realice se ejecute con un mismo procedimiento defectuoso, etc. También se incluyen dentro de este tipo los fallos debidos a problemas organizativos, a envejecimiento, a problemas de gestión de repuestos, a actuaciones incorrectas de contratistas, etc. Al analizar las causas de un determinado fallo pueden detectarse implicaciones genéricas, comunes a otros fallos que, aparentemente, no tiene relación con el criterio de comportamiento sobrepasado, pero que por su significación requerirán también la adopción de medidas correctoras.

Para el caso de fallos con implicaciones genéricas, el alcance o extensión del problema tiene que venir especificado como parte del proceso de determinación de causa. Así mismo, debe quedar demostrado, por parte del titular de la instalación, el control de dicho problema. Es decir, la posible correspondencia con el suministrador, la planificación de la solución, así como los análisis de seguridad necesarios o las medidas de vigilancia a establecer si la solución de dicho problema no es inmediata.

Como consecuencia del análisis de determinación de causa el titular debe tomar la decisión de pasar la ESC a la categoría (a) (1) o dejar que permanezca en (a) (2).

Pueden darse las siguientes situaciones:

- Si alguna causa básica del mal comportamiento es debida a mantenimiento, el análisis de determinación de causa propondrá acciones correctoras para corregir la causa básica.
- Si la causa básica del fallo es perfectamente conocida por el titular y se han aplicado las acciones correctoras pertinentes para evitar la repetición del mismo, el titular podrá optar por clasificar la ESC en (a) (2), en ese caso, se realizará una evaluación técnica documentada y aprobada que asegure que la causa es conocida y está corregida
- Si el titular no tiene la certeza de cuál es la causa básica del fallo o de que la acción correctora ha corregido el problema, el titular deberá situar la ESC en (a) (1) y establecer objetivos de vigilancia.

Es suficiente que uno de los fallos funcionales que provocaron la superación del criterio de comportamiento sea considerado como FFEM para que el titular deba plantearse la necesidad de pasar el tramo/función a vigilancia (a) (1).

En caso de que se superen los criterios de indisponibilidad, los sucesos que hicieron que se superase el valor del criterio pueden ser indisponibilidades por mantenimiento preventivo o por correctivo. Sobre cualquiera de esos dos tipos de indisponibilidades puede actuar la RM con las siguientes consideraciones:

- Si la principal contribución a la superación del criterio es el mantenimiento preventivo, el titular deberá plantear medidas tendentes a disminuir la elevada indisponibilidad por este motivo, o incluso replantearse el criterio de comportamiento, si la superación del criterio de comportamiento es sistemática.
- Si por el contrario, la principal contribución es el mantenimiento correctivo, se deben averiguar las causas de la elevada indisponibilidad del mismo y las causas de los fallos que lo motivaron. Ejemplos típicos de indisponibilidades altas por correctivo se dan en sistemas significativos para el riesgo para la RM, pero cuya inoperabilidad no está regulada por ETFs.
- Sólo en el caso de que la superación del criterio sea completamente ajena a mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, por ejemplo indisponibilidades de un sistema por causas ajenas a la central, puede plantearse la no necesidad de tomar medidas correctoras. Asimismo, al igual que sucede en el caso de fallos funcionales, el sistema podrá permanecer en (a) (2) si se tiene la certeza de que las acciones correctoras han resuelto el problema.

Si el titular decide pasar la ESC a (a) (1) esto implica que tiene que definir un programa de vigilancia de la ESC, junto con el establecimiento de unas acciones correctoras y objetivos.

Los objetivos deben estar orientados a la causa del problema, comprobando la eficacia de las acciones correctoras, las cuales han de tener una entidad mayor que la propia reparación del equipo, y han de revisarse y modificarse en caso de no cumplimiento de un objetivo.

El titular, en función del problema de comportamiento detectado y de las acciones correctoras implantadas, establecerá los objetivos de vigilancia dependiendo de las posibilidades técnicas para la realización de pruebas, mediciones y comprobaciones, de forma individualizada para el caso concreto. Las vigilancias, en la medida de lo posible, tendrán carácter predictivo, con objeto de anticiparse a potenciales nuevas pérdidas de funciones RM.

La frecuencia de la vigilancia para cumplir con los objetivos debe ajustarse para permitir la pronta detección y corrección de tendencias negativas. Puede suceder que la verificación de los objetivos se realice en un corto periodo de tiempo, si las posibilidades técnicas del problema así lo permiten. En otras situaciones, la verificación de objetivos podrá demorarse en el tiempo, si está asociado, por ejemplo, a comprobaciones o pruebas que se realizan exclusivamente en paradas de recarga.

Los objetivos de vigilancia se focalizarán en verificar la idoneidad de las acciones implantadas para evitar la recurrencia de los fallos y en ningún caso será aceptable como objetivo de vigilancia el retorno al valor del criterio de comportamiento por ventana rodante.

En el caso de los sucesos a nivel de planta se pueden utilizar las conclusiones de los de los correspondientes informes de los sucesos notificables (ISN) para determinar las acciones correctoras para resolver los problemas de mantenimiento. No se requiere documentar análisis de determinación de causa específicos. Se realizará un seguimiento de las acciones correctoras

relacionadas con mantenimiento y tras la implantación de las mismas se establecerán los objetivos de vigilancia adecuados.

Si el comportamiento inaceptable es debido a otras causas diferentes de mantenimiento, la ESC puede permanecer en (a) (2) si no existe ninguna deficiencia del programa de mantenimiento preventivo del titular que se refleje en el comportamiento inadecuado de la ESC.

Por otra parte, si tras la superación de un criterio de comportamiento, y la realización del análisis de determinación de causa correspondiente, se concluye que los fallos funcionales son debidos a un problema de diseño, el titular debe plantearse modificar el diseño con el fin de eliminar un futuro mal comportamiento del equipo. Pueden darse las situaciones siguientes:

- Si la central decide no modificar el diseño, o en el tiempo que transcurre hasta que la modificación de diseño es definitivamente aprobada, el titular debe mejorar el mantenimiento preventivo de manera que se adelante a fallos/indisponibilidades futuros, porque en este caso los potenciales fallos funcionales subsiguientes ya sí serían considerados evitables por mantenimiento, e incluso repetitivos. Los primeros fallos, hasta la superación del criterio, no serían en este caso considerados evitables por mantenimiento, ya que eran de diseño.
- Si la central ha aprobado una modificación de diseño, el titular deberá justificar el tiempo necesario hasta la realización de la misma en términos que deben incluir, necesariamente, la importancia para el riesgo de futuros fallos/indisponibilidades. Hasta la ejecución de la modificación de diseño, se deberán identificar y adoptar posibles acciones encaminadas a reducir la probabilidad de ocurrencia de nuevos sucesos, establecer un programa especial de vigilancia del comportamiento, así como medidas compensatorias, de acuerdo con el problema detectado y la importancia para la seguridad,

Cabe indicar, que de acuerdo con lo establecido en la IS-15 Revisión 1, no solo está requerido situar en vigilancia (a) (1) tramos/funciones por la superación de un criterio de comportamiento, si no siempre que no pueda demostrarse que se está llevando a cabo un mantenimiento preventivo eficaz.

El número de ESC monitorizadas bajo los requisitos de (a) (1) puede variar por muchos factores no directamente relacionados con la calidad del programa de mantenimiento del titular, por ejemplo, por los valores de los criterios de comportamiento establecidos, por los tramos funcionales definidos, etc. Por ello, el número de ESC en (a) (1) no debe ser empleado como indicador de la calidad del programa de mantenimiento del titular.

6.2. Paso de (a) (1) a (a) (2)

La vigilancia establecida para una ESC en la categoría (a)(1) puede ser eliminada y como consecuencia se debe proceder al paso a (a)(2) de dicha ESC cuando se satisfaga cualquiera de los criterios siguientes:

- El comportamiento de la ESC es aceptable, con cumplimiento de los objetivos establecidos, por tres periodos de vigilancia sucesivos, cuando dicho periodo sea menor o igual a 6 meses.

- El comportamiento de la ESC es aceptable, con cumplimiento de los objetivos establecidos, para dos vigilancias sucesivas, cuando la periodicidad de dichas vigilancias es mayor de 6 meses, pero no mayor de 2 ciclos.
- Una evaluación técnica documentada y aprobada asegure que la causa es conocida y está corregida, lo que hace innecesario la continuidad de la vigilancia.

En general, las ESC deben permanecer en categorización (a) (1) mientras no se pueda garantizar que el comportamiento del tren/tramo/función está siendo controlado mediante el programa de preventivo vigente en la central.

En caso de que la superación del criterio de comportamiento se haya producido por uno o más FF no evitables por mantenimiento junto con otros evitables por mantenimiento, y se haya decidido categorizar el tramo/función en (a) (1), sólo se requiere haber ejecutado las acciones relacionadas con los FFEM, verificando, si es necesario, que las acciones han sido efectivas, mediante el establecimiento y cumplimiento de unos objetivos de vigilancia.

En caso de que las acciones propuestas en los análisis de determinación de causa sean acciones de mejora o de extensión de causa a otros componentes, realizando un análisis caso por caso, puede plantearse la salida de (a) (1) sin necesidad de que se hayan ejecutado todas las acciones propuestas en el ADC.

7. Estructuras

La RM no realiza un tratamiento diferente a las estructuras del que realiza a sistemas y componentes. Por ello, deben entrar dentro del alcance de la RM todas las estructuras que cumplan cualquiera de los criterios de alcance indicados en el apartado 3 de la presente Guía.

La vigilancia debe realizarse mediante la identificación de todos los tipos de estructuras dentro del alcance y controlando los diferentes modos de degradación aplicables a cada tipo de estructura.

No obstante, considerando que con ciertas excepciones, como la contención primaria, las estructuras no tienen indisponibilidades y raramente están sujetas a demandas de sus funciones significativas para la seguridad (ejemplo: mantenimiento de la integridad ante cualquier suceso base de diseño), el parámetro de vigilancia que puede ser utilizado como criterio de comportamiento es la condición de la estructura.

Se considera adecuado realizar la vigilancia de estructuras de acuerdo con el párrafo (a)(2) de la RM, es decir básicamente mediante un programa de mantenimiento preventivo capaz de garantizar el cumplimiento de sus funciones requeridas por diseño. Su objeto debe ser la identificación de síntomas iniciales de posibles degradaciones, y la realización de las actividades de mantenimiento necesarias para eliminar o minimizar dichas degradaciones debidas a condiciones ambientales o a fenómenos de envejecimiento.

La vigilancia requerida por la RM de ciertas estructuras que están sujetas a otros requisitos de vigilancia mediante pruebas, tales como la contención primaria, puede realizarse a través de sus

programas de pruebas y vigilancias establecidos en otros programas, con sus correspondientes criterios de aceptación.

En el resto de estructuras, la vigilancia se podrá llevar a cabo, bien mediante procedimientos de seguimiento de otros programas ya establecidos en la central, como por ejemplo el de control de envejecimiento o control de asentamientos, o bien estableciendo nuevos programas y procedimientos específicos para el cumplimiento de la RM, tales como recorridos en los que se verifica visualmente el estado de estructura (“*walk-down*”).

En los casos donde la vigilancia se realice utilizando procedimientos correspondientes a otros programas ya establecidos, debe asegurarse que el alcance y criterios de aceptación de dichos procedimientos cumplen los fines de la RM.

7.1. Programa de monitorización

Un programa aceptable de monitorización de estructuras para los objetivos de la RM debe cumplir los siguientes atributos:

- Debe identificar las estructuras dentro de su alcance. Para ello es importante definir las funciones de cada estructura considerando los sistemas y componentes que contengan o soporten, con el fin de poder establecer adecuadamente el alcance del programa de vigilancia establecido por la RM. La definición de las funciones deben incluir características adicionales a las meramente estructurales, tales como blindaje, estanqueidad u otras que puedan requerir la inclusión de la estructura en el alcance.
- Debe describir la organización y las responsabilidades para la coordinación del programa, inspecciones y documentación. El programa debe definir los requisitos técnicos mínimos del personal experto que realice las actividades de vigilancia y evaluación de resultados.
- La mayoría de las estructuras serán monitorizadas de acuerdo con el apartado (a)(2), demostrando que no existe una degradación significativa de la estructura.
- El programa debe describir los métodos utilizados (principalmente exámenes visuales) para evaluar la condición de las estructuras. La metodología y grado de la vigilancia dependerá de diversos factores tales como importancia para la seguridad, envejecimiento de la estructura, tipología estructural, condiciones ambientales, accesibilidad, requisitos de servicio, y otros. En la definición de la metodología deben considerarse los diferentes tipos de degradación esperables según la tipología y material de la estructura, así como los posibles efectos sobre otras ESC.

7.2. Clasificación de estructuras

Las estructuras, componentes pasivos y otros elementos estructurales dentro del alcance de la RM, pueden clasificarse en diferentes grupos según los requisitos de vigilancia aplicables en función de sus posibles degradaciones. Una clasificación de estos grupos con los mínimos requisitos de vigilancia, sin ser una relación de la totalidad de los mismos, abarcaría los siguientes:

- Estructuras de contención. Debe incluir aquellas áreas no cubiertas específicamente por las subsecciones IWE e IWL del Código ASME, tales como integridad de la cimentación, efectividad del sistema de drenaje de la cimentación, o control de asientos.
- Estructuras de hormigón diferentes de la contención. Como mínimo, el programa de mantenimiento debe incluir la vigilancia de losas de hormigón, muros, vigas, pilares, placas base y cimentaciones, "liners" metálicos, estanqueidad de elementos estructurales y asientos diferenciales de muros y losas de cimentación. En el caso de forjados con fisuración, la evaluación debe analizar si las fisuras son pasantes y el posible efecto de la pérdida de estanqueidad.
- Estructuras de acero (incluidas grúas relacionadas con la seguridad, vigas carril y sus estructuras soporte y paneles aliviadores de presión), así como sus conectores (soldaduras, pernos, tornillos y remaches).
- Estructuras de toma de agua y casa de bombas. Son estructuras expuestas a condiciones ambientales desfavorables, especialmente las situadas en ambiente marino. El sistema de anclaje de las bombas debe transferir apropiadamente las cargas a la estructura soporte, por lo que debe controlarse el buen estado de los pernos de anclaje y de las placas soporte. Los túneles de carga y descarga deben ser vigilados para evitar restricciones de flujo, y detectar posibles síntomas de asientos diferenciales o degradaciones de los paramentos sumergidos susceptibles de degradación.
- Muros de bloques. Como mínimo, el programa de vigilancia debe incluir la inspección de su superficie para detectar posibles fisuraciones, abultamientos debidos a desplazamientos de componentes o movimientos diferenciales en juntas que puedan comprometer su capacidad estructural. También deben comprobarse los soportes laterales dispuestos en algunos muros no armados para garantizar su comportamiento en caso de sismo, así como los elementos estructurales (losas, muros y techos) sobre los que se anclan para asegurar la correcta transmisión de cargas.
- Tanques de almacenamiento. Deben establecerse criterios de aceptación para la corrosión de todos los componentes metálicos e inspeccionarse todos los componentes de los anclajes para garantizar su comportamiento. También aquellas áreas de concentración de tensiones próximas a la base de los tanques metálicos y en las áreas de pequeños radios de curvatura para detectar posibles abultamientos o depresiones.
- Tuberías enterradas, soportes de tuberías y anclajes.
- Presas, embalses y canales. Deben vigilarse los posibles asientos, la estabilidad de taludes y su sistema de protección, la presencia de fisuración superficial que pueda asociarse a movimientos internos, filtraciones, y el correcto funcionamiento de los sistemas de drenaje.
- Juntas sísmicas entre estructuras. Deben vigilarse para mantener los márgenes de diseño de las juntas y realizar su conservación (eliminación de elementos extraños o sustitución de los rellenos de elastómeros deteriorados), de forma que se garantice la separación dentro de las tolerancias de diseño, considerando las posibles variaciones durante la vida de la central

debido a asentamientos diferenciales entre estructuras, cambios de volumen del hormigón y movimientos diferenciales debido a cambios de temperatura.

- Soportes y anclajes de grandes equipos. La vigilancia debe garantizar la ausencia de fisuras en el hormigón próximo a las placas embebidas y al acero estructural de los soportes de estos equipos. Se deben controlar los efectos térmicos o vibratorios que pueden producir una fisuración generalizada que cause una pérdida de rigidez dinámica y/o resistencia del hormigón. También deben establecerse los criterios de aceptación correspondientes para la corrosión de los componentes metálicos.

7.3. Aspectos específicos del programa de monitorización

- Algunas estructuras pueden ser inaccesibles debido a radiación o por su situación (enterradas, sumergidas, con interferencias con otros elementos estructurales). Su evaluación puede realizarse basándose en otras áreas accesibles sujetas a condiciones similares (materiales, ambientales, etc.) y en datos de la experiencia de la industria de condiciones similares. Para aquellas áreas consideradas como inaccesibles, en los procedimientos de inspección deben identificarse otras accesibles que puedan considerarse de referencia para la evaluación de la condición. No obstante, en aquellas ocasiones en que las áreas inaccesibles sean excavadas, expuestas o modificadas, se debe realizar su vigilancia.
- Es importante la realización de una primera inspección base (*baseline*) que sirva, por un lado, de referencia para las valoraciones futuras y, por otro, en función de sus resultados, definir requisitos de acciones adicionales.
- La condición de todas las estructuras dentro del alcance de la RM debe ser evaluada periódicamente. El programa debe definir la frecuencia de las evaluaciones periódicas de acuerdo con la significación para el riesgo de la estructura, su condición estructural, localización ambiental, la susceptibilidad del material o estructura a las degradaciones y su edad. En general, en ausencia de degradaciones detectadas o condiciones ambientales desfavorables que pudieran hacer aconsejable variar la frecuencia, se considera adecuado una inspección periódica cada cinco años. En aquellos casos donde la inspección se realiza coincidente con las paradas de recarga de combustible, podría superarse el plazo de los cinco años para ajustar la vigilancia a dichas paradas, pero acortando el plazo para la siguiente inspección de forma que en intervalos de diez años se realicen dos inspecciones.
- El programa debe establecer la metodología para evaluar los resultados de las vigilancias y fijar los criterios de aceptación que permitan caracterizar el estado de las estructuras evaluadas en función de la extensión y grado de degradación detectado.
- Se deben fijar tres niveles para clasificar la condición de las estructuras:
 - Aceptable: estructuras sin deficiencias ni signos de degradación que puedan generar posibles fallos, por lo que no requieren acciones adicionales.
 - Aceptable con deficiencias: estructuras con signos de degradación que se considera que no comprometen su funcionalidad estructural, incluyendo la protección o soporte de sistemas

o componentes dentro del alcance de la RM, pero que las deficiencias observadas podrían llevar a una condición inaceptable si no son analizadas y corregidas, en su caso.

- No aceptable: estructuras que presentan daños o signos de degradación que requieren acciones adicionales para garantizar su funcionalidad. Estas acciones podrán ser análisis, monitorización, reparaciones, etc.
- Las deficiencias deben de ser corregidas de forma coherente y en los plazos apropiados de acuerdo con su importancia para la seguridad, su complejidad y otros requisitos reguladores.
- Una estructura será monitorizada de acuerdo con el apartado (a)(1) de la RM si existe una degradación de tal extensión que la estructura puede no cumplir su base de diseño, o si la estructura se ha degradado de tal forma que si se permite que la degradación continúe sin corregir hasta la siguiente evaluación programada, la estructura podría no llegar a cumplir su base de diseño. La estructura debe permanecer en situación de monitorización en (a)(1) hasta que la degradación y su causa hayan sido corregidas.
- Para estructuras situadas en monitorización en (a)(1) se establecerán vigilancias adicionales específicas de la degradación detectada y se incrementará la frecuencia de las evaluaciones hasta que se hayan completado las acciones correctoras y el titular esté seguro de que la estructura es capaz de cumplir sus funciones de diseño.

7.4. Documentación

La documentación asociada al programa de monitorización de estructuras debe incluir la información correspondiente de los resultados de las sucesivas vigilancias y acciones correctoras asociadas, que permita establecer la condición segura de las mismas y facilitar la previsión de la tendencia de su comportamiento en las evaluaciones futuras.

Los informes asociados a las diferentes campañas de vigilancia deberían incluir:

- Resultados de la inspección: indicando para cada estructura el alcance de la misma y los resultados parciales de la inspección de cada uno de sus elementos estructurales vigilados.
- Descripción y localización de cualquier degradación identificada.
- Hojas de tomas de datos, fotografías, videos o cualquier otra información relevante de la inspección.
- Evaluación de las degradaciones.
- Recomendaciones para investigación adicional, acciones correctoras o futuros exámenes donde se considere apropiado, fijando plazos máximos para su ejecución.
- Información relativa a cambios en las condiciones o seguimiento de degradaciones detectadas en exámenes previos en áreas identificadas como aceptables con deficiencias o inaceptables.

- Conclusiones sobre la capacidad de la estructura de realizar sus funciones requeridas por diseño. Deben estar basadas en los resultados de las inspecciones parciales de cada uno de sus elementos.

8. Evaluación de seguridad previa al descargo de ESC en alcance de la RM

El artículo 3.4 de la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1 establece lo siguiente:

“Con anterioridad a la realización de actividades de mantenimiento (incluyendo pero no limitándose a actividades de vigilancia, pruebas post-mantenimiento, mantenimiento preventivo y correctivo) el titular de la instalación debe evaluar y gestionar el incremento de riesgo resultante de las actividades de mantenimiento propuestas. El alcance de las evaluaciones puede limitarse a aquellas ESC que en un proceso de evaluación informado por el riesgo hayan sido consideradas como importantes para la seguridad y la salud pública.

La evaluación a realizar podrá ser cuantitativa, cualitativa, o mezcla de ambas, dependiendo de la importancia para la seguridad, así como de las circunstancias implicadas, si bien las evaluaciones citadas deberán ser lo más precisas posibles en función de los recursos tecnológicos disponibles y la experiencia acumulada”.

De forma general, antes de la puesta fuera de servicio de una ESC o de su retorno al mismo las reconfiguraciones propuestas deben ser analizadas, aprobadas y documentadas, y realizarse pruebas funcionales donde sea adecuado.

El objetivo del artículo 3.4 de la Instrucción del CSN (apartado (a) (4) de la normativa americana) es requerir a los titulares la realización de evaluaciones de riesgo previas a la puesta fuera de servicio de ESC dentro del alcance de la RM para la realización de actividades de mantenimiento sobre ESC, y la gestión adecuada del riesgo. Los resultados de estas evaluaciones se deben emplear en conjunto con otros requisitos reguladores, y por tanto no pueden ser utilizados para justificar la realización de actividades no permitidas por otros requerimientos.

Si los trabajos de mantenimiento son realizados sin un adecuado control y sin realizar consideraciones del incremento de riesgo, los márgenes de seguridad pueden verse reducidos durante la realización del mantenimiento. Por ello, las actividades de mantenimiento deben ser cuidadosamente gestionadas para minimizar el impacto de las mismas en la seguridad, disponibilidad y fiabilidad.

Por “evaluación del riesgo” se entiende la utilización de un proceso informado por el riesgo, normalmente el APS, para evaluar la contribución global al riesgo de las actividades de mantenimiento propuestas.

Por “gestión del riesgo” se entiende proporcionar al personal de planta el adecuado conocimiento del riesgo que entrañan las actividades de mantenimiento propuestas y tomar las acciones necesarias para controlar el riesgo.

La realización de evaluaciones y la toma de medidas de gestión del riesgo según lo establecido en el artículo 3.4 de la Instrucción son requeridas en todos los modos de operación de la central, es

decir tanto en operación a potencia como en condiciones de parada. Operación a potencia incluye todos los modos de operación de la central distintos a parada caliente, parada fría, recarga o núcleo descargado.

En los apartados siguientes se recogen las directrices fundamentales para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3.4 de la Instrucción del CSN, IS-15 Revisión 1.

8.1. Procedimiento. Responsabilidades

El proceso de evaluación y la utilización de los resultados para la toma de decisiones deben estar procedimentados. En el procedimiento se deben recoger las responsabilidades, especificando el personal y las organizaciones de la planta implicadas en la realización de las diferentes etapas del proceso (operación, ingeniería, APS, etc.). Asimismo, se deben indicar las responsabilidades y el proceso a seguir en los casos en que la configuración de la planta a analizar no quede cubierta por la herramienta normal de análisis.

8.2. Metodología general

En la realización de las evaluaciones se pueden utilizar metodologías basadas en aproximaciones cuantitativas, cualitativas o una mezcla de ambas. En general el análisis debe considerar:

- Los requisitos de las Especificaciones de Funcionamiento.
- Las redundancias disponibles para realizar las funciones de seguridad de los equipos puestos fuera de servicio.
- La duración de la indisponibilidad de los equipos fuera de servicio.
- La probabilidad de que se produzca un suceso iniciador o transitorio que requiera el cumplimiento de la función de seguridad afectada por la indisponibilidad de los equipos.
- La probabilidad de que la actividad de mantenimiento incremente de forma significativa la frecuencia de algún suceso iniciador.
- Los sistemas y componentes dependientes afectados.
- Aspectos significativos para las ESC redundantes en servicio, como por ejemplo baja fiabilidad del tren redundante.

Además, deberían considerarse en las evaluaciones los siguientes factores:

- El impacto en el riesgo de la realización de las actividades en parada con respecto a su realización en operación a potencia.
- Impacto transitorio en el riesgo si durante la actividad de mantenimiento con ESC fuera de servicio se requiere una parada, que en otras circunstancias no sería necesaria.

Las evaluaciones pueden emplear casos “pre-analizados”, es decir, analizar previamente el incremento en el riesgo asociado a una serie de configuraciones normales de mantenimiento, o realizarse para cada caso concreto.

El nivel de profundidad del análisis y las acciones de gestión de riesgo deben corresponderse con la complejidad de la configuración de planta debida a las actividades de mantenimiento.

En los análisis debe tenerse en cuenta si la puesta fuera de servicio de ESC puede ser recuperada en un corto periodo de tiempo, en caso de que sea necesario por la ocurrencia de condiciones emergentes durante la ejecución de los trabajos de mantenimiento. Lo anterior aplica a pruebas periódicas o a situaciones en las que la actividad de mantenimiento ha sido planificada de manera que permita una rápida recuperación. En estos casos, para dar crédito a la posible recuperación de la ESC se debe considerar el tiempo necesario para recuperar la operabilidad de ESC con respecto al momento en que la función de la misma sea requerida.

La aparición de condiciones emergentes durante la realización de las actividades de mantenimiento puede suponer la necesidad de llevar a cabo acciones posteriores a la realización de la evaluación, o puede invalidar o cambiar las condiciones de una evaluación realizada previamente. Ejemplos de condiciones emergentes son cambios de modo de operación, cambios en condiciones externas (meteorología, disponibilidad de suministro eléctrico), o equipos adicionales fuera de servicio. En estas situaciones de condiciones emergentes aplican las directrices siguientes:

- Debe realizarse un nuevo análisis de seguridad, o re-evaluar el ya existente, para tratar las nuevas condiciones de planta, en un periodo de tiempo razonable de acuerdo con la significación para la seguridad de la nueva condición. En base a los resultados del nuevo análisis las actividades de mantenimiento planeadas podrán ser suspendidas o re-planificadas, o requerirse el retorno a operable de equipos que se encontraban fuera de servicio.
- La realización (o re-evaluación) del análisis de seguridad no debe interferir o retrasar las actividades del grupo de operación y/o mantenimiento en la toma de decisiones o realización de acciones encaminadas a devolver equipos a la situación de operabilidad, o para tomar acciones compensatorias en el momento adecuado.
- Si se recupera la configuración inicial de la planta antes de que se haya rehecho la evaluación de seguridad, no se requerirá su realización (o re-evaluación) si la evaluación ya se había realizado previamente con esa configuración de planta.

8.3. Alcance de las evaluaciones

8.3.1. Condiciones de operación a potencia

No todas las ESC incluidas dentro del alcance de la RM deben incluirse dentro del alcance de las evaluaciones requeridas por el artículo 3.4 de la Instrucción del CSN. El APS constituye una herramienta adecuada para definir las ESC a incluir dentro del alcance de las evaluaciones, dado que considera todas aquellas ESC que pueden tener un impacto en el riesgo. De acuerdo con ello el alcance de las evaluaciones previas a la puesta fuera de servicio de ESC puede limitarse a:

- a. ESC incluidas en el alcance del APS nivel 1 de sucesos internos.
- b. ESC, adicionales a los del punto a), que han sido definidas dentro de la RM como significativas para el riesgo, a través del proceso descrito en el punto 4 de la presente Guía.

El APS empleado para determinar las ESC en el alcance de las evaluaciones ha de cumplir una serie de características:

- Reflejar la realidad de la planta, incluidas las prácticas operativas.
- Incluir las dependencias entre sistemas frontales y sistemas soporte.

Podrán ser excluidas del alcance de las evaluaciones las ESC incluidas en el APS nivel 1 de sucesos internos que pueda demostrarse que son de baja significación para el riesgo, independientemente del modo de operación de la central.

Si la central dispone de un APS de nivel 2, el alcance de las evaluaciones del (a)(4) puede, opcionalmente, incluir el APS de nivel 2. En cualquier caso, aunque no se emplee el APS nivel 2 en las evaluaciones directamente de forma cuantitativa, las ESC importantes para el comportamiento de la contención deben estar incluidas dentro del alcance de las evaluaciones del (a)(4) al haber sido consideradas como significativas para el riesgo y responder por tanto afirmativamente al criterio b) de inclusión.

También pueden excluirse del alcance de las evaluaciones del (a)(4) la puesta fuera de servicio de los componentes incluidos dentro del alcance de la RM únicamente por su función de protección contra incendios.

En las evaluaciones se tendrán en cuenta los riesgos debidos a sucesos internos e incendios internos.

Alcance de las evaluaciones para riesgo de incendio

Las actividades de mantenimiento pueden tener impacto en el riesgo en caso de un suceso de incendio. Concretamente, la realización de los siguientes tipos de actividades puede suponer un incremento del riesgo:

1. Actividades de mantenimiento que potencialmente pueden provocar un incendio, como son, por ejemplo, la realización de soldaduras, el uso de combustibles transitorios, etc.
2. Actividades que requieren la puesta fuera de servicio de equipos de detección y supresión de incendios.
3. Actividades que requieren la retirada de barreras cortafuego, como, por ejemplo, la apertura de puertas contra incendios para facilitar el mantenimiento, la retirada de barreras pasivas en bandejas de cables o conduits, etc.

4. Actividades que requieren la puesta fuera de servicio de equipos importantes para la mitigación de daño al núcleo.

En todas las centrales está requerido el establecimiento y mantenimiento de un programa de protección contra incendios, de acuerdo con la IS-30, Revisión 1. El programa de PCI debe abordar directamente la gestión del riesgo asociado a los puntos 1 a 3 anteriores, motivo por el cual no se requieren acciones adicionales en cumplimiento con el (a)(4) de la RM.

Sin embargo, en relación con el cuarto punto, en los párrafos siguientes se resume el alcance de las evaluaciones a realizar para dar cumplimiento al (a)(4) de la RM.

En primer lugar, es necesario identificar los equipos importantes para mitigar el daño al núcleo resultante de sucesos iniciadores de incendio, para lo que se emplearán las dos siguientes fuentes de información:

- Análisis de parada segura en caso de incendio.

En cumplimiento con la IS-30, Revisión 1, el titular de la central debe haber identificado, para cada área de fuego, un tren redundante libre de fuego con capacidad de realizar la parada segura de la central en caso de incendio. La magnitud del incendio se estima en función de las cargas combustibles en las áreas de interés.

Algunas centrales cumplen con este requisito gracias a una adecuada separación espacial entre trenes redundantes de equipos de parada segura, de forma que un incendio individual no puede afectar simultáneamente a ambos trenes.

En otras centrales en las que no existe adecuada separación de trenes, es necesario proteger uno de los dos trenes de parada segura mediante barreras cortafuegos.

La reglamentación contra incendios requiere la adopción de medidas compensatorias para la retirada temporal de esas barreras, pero no cuestiona la puesta fuera de servicio para actividades de mantenimiento de los equipos protegidos.

- Análisis probabilista de seguridad de incendios internos.

Las centrales han realizado este análisis para evaluar el riesgo debido a sucesos de incendio, estimado en forma de frecuencia de daño al núcleo. El análisis puede emplearse para identificar equipos adicionales a los seleccionados a partir del análisis de parada segura.

En algunas plantas, el APS de incendios puede ser cuantificado y manejado de la misma forma que el APS de internos, pero en otros casos, los APS de incendios realizados no permiten una cuantificación directa y comparación con los datos de FDN del APS de internos. Por este motivo, se recomienda que en estas últimas centrales se utilicen los APS de incendios de forma cualitativa para realizar las evaluaciones requeridas por el apartado (a)(4) de la RM, con preferencia a la realización de evaluaciones cuantitativas. Adicionalmente, las estimaciones de tipo cualitativo serán siempre aceptables, independientemente del grado de actualización del APS de incendios.

Cada central debe emplear las fuentes de información anteriores para identificar los equipos dentro del alcance ya definido del (a)(4) que presentan un impacto apreciable en la mitigación de daño al núcleo en los iniciadores de incendio. Este alcance de equipos será un subconjunto del total de ESC dentro del alcance del (a)(4) y la evaluación de las implicaciones del riesgo de incendio estarán solo requeridas para la puesta fuera de servicio de las ESC del subgrupo.

Dado que la parada segura está orientada a asegurar la adecuada refrigeración del núcleo, lo más probable es que los equipos significativos para la mitigación de daño al núcleo puedan serlo también para la mitigación del daño de incendio.

Algunos escenarios de incendio no tienen camino de éxito alternativo, como puede ser el caso de incendios en la sala de control principal o de fuegos severos en las salas de equipo eléctrico. Para estos casos no existe impacto en el riesgo de la puesta fuera de servicio de equipos. Estos escenarios son siempre significativos para el riesgo, pero no se suelen ver afectados por la realización de actividades de mantenimiento a potencia. Se recomienda que estos escenarios sean cribados.

El resultado de este proceso de identificación será un listado de ESCs, subconjunto de las ESC totales dentro del alcance del (a)(4) de la RM, para los cuales, en caso de puesta fuera de servicio por mantenimiento, se requerirá la realización de estimaciones del incremento en el riesgo debido a sucesos de incendio.

8.3.2. Condiciones de parada

Las ESC a incluir en el alcance de las evaluaciones en parada deben ser aquellas necesarias para soportar las siguientes funciones críticas de seguridad en parada.

- Capacidad de evacuación de calor residual.
- Control de inventario.
- Disponibilidad de suministro eléctrico.
- Control de reactividad.
- Contención (primaria/secundaria).

El mantenimiento de las funciones críticas de seguridad se consigue mediante la disponibilidad de sistemas o una combinación de sistemas. No se requiere la realización de evaluaciones para las ESC cuya disponibilidad no es necesaria en los modos de operación de parada, a no ser que se considere que son necesarias como sistemas de apoyo, o para la toma de medidas compensatorias.

8.4. **Metodología de las evaluaciones**

8.4.1. Condiciones de operación a potencia

La puesta fuera de servicio de una sola estructura, sistema (siempre que no esté formado por trenes redundantes) o componente, está cubierta adecuadamente por los requisitos

impuestos por las Especificaciones Técnicas. Por ello, la necesidad de realizar evaluaciones en caso de poner fuera de servicio una única ESC, durante un espacio de tiempo permitido por las ETF, o un tiempo considerado como aceptable de acuerdo con el criterio de disponibilidad en el caso de ESC significativas para el riesgo pero no incluidas en las ETF, puede limitarse a situaciones muy concretas como las siguientes:

- Condiciones externas inusuales, presentes o inminentes, como son por ejemplo condiciones meteorológicas severas, inestabilidad en la red externa, etc.
- Evoluciones anómalas en la central, como las recogidas en los procedimientos de operación anormal (POA).
- Actividades de vigilancia o pruebas que puedan aumentar la probabilidad de ocurrencia de un transitorio o suceso iniciador,

Un ejemplo de lo anterior es la puesta fuera de servicio de las fuentes de alimentación de corriente alterna de reserva cuando existen, o se esperan, condiciones atmosféricas severas, o se están realizando actividades de mantenimiento en el parque de interruptores que podrían aumentar la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico exterior.

Hay que destacar también que determinadas condiciones, como son por ejemplo modificaciones temporales o condiciones atmosféricas severas, pueden afectar a la capacidad o disponibilidad del personal de planta para realizar importantes acciones de recuperación.

Sin embargo, la puesta fuera de servicio simultánea de múltiples ESC requiere siempre la realización de evaluaciones empleando metodologías cuantitativas, cualitativas o una mezcla de ambas. En los apartados siguientes se recogen las directrices para la realización de ambos tipos de evaluaciones.

8.4.1.1. Consideraciones cuantitativas

La evaluación se realiza empleando un método o herramienta que considere resultados cuantitativos del APS, utilizando un monitor de riesgo, una matriz o una lista de configuraciones derivada de análisis con el APS.

El APS empleado en las evaluaciones debe cumplir los requisitos mínimos indicados en la GS-01.14 Revisión 1 e irse actualizando según lo recogido en la GS-01.15, de forma que represente en todo momento la realidad de la planta.

Existen casos en que la modelización realizada en el APS no refleja directamente la puesta fuera de servicio de ESC. Por ejemplo, el sistema de protección del reactor y los generadores diésel suelen modelarse como un único componente dentro del APS. En estos casos, el análisis debe considerar el impacto de la puesta fuera de servicio de la ESC en la función realizada por el componente modelado en el APS. Se considerará que una ESC afecta a la función del componente si está en el camino de éxito de la función del tren o sistema (por ejemplo bombas principales o válvulas en el camino principal de flujo). Sin embargo, si la ESC puesta fuera de servicio no afecta a la función de seguridad del tren o

sistema (por ejemplo, una luz indicadora, una alarma, una válvula de drenaje, etc.) la ESC no se considerará como soporte de la función de seguridad.

8.4.1.2. Consideraciones cualitativas

Las evaluaciones pueden llevarse a cabo mediante una aproximación cualitativa que considere el impacto de las actividades de mantenimiento en las funciones críticas de seguridad de la siguiente forma:

1. Identificación de las funciones críticas de seguridad (FCS) afectadas por la puesta fuera de servicio de ESC planificadas.
2. Consideración del impacto en las FCS de la puesta fuera de servicio de dichas ESC.
3. Consideración del grado de redundancia, de la duración de las indisponibilidades y de las medidas compensatorias, contingencias o acciones protectoras que pudieran ser tomadas en caso necesario.

En operación a potencia las FCS son aquéllas que aseguran la integridad de la barrera de presión del refrigerante, aseguran la capacidad de parada y mantenimiento del reactor en situación de parada segura, y aseguran la capacidad de evitar o mitigar las consecuencias de los accidentes que pudieran resultar en exposiciones al exterior significativas. Ejemplos de lo anterior son las siguientes FCS:

- Integridad de contención (aislamiento de contención, contención de presión y control de temperatura).
- Control de reactividad.
- Evacuación de calor residual.
- Control de inventario del primario.

Las FCS se salvaguardan mediante la disponibilidad de sistemas o combinación de sistemas. Las evaluaciones de configuraciones de mantenimiento deben considerar si las actividades propuestas pueden:

- Tener un impacto significativo en el cumplimiento de una FCS considerando los trenes y sistemas que permanecen disponibles para hacer frente a la FCS, y teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de un suceso iniciador.
- Suponer un riesgo potencial significativo de ocurrencia de SCRAM o actuación de sistemas de seguridad.
- Resultar en complicaciones significativas de las acciones de recuperación.

La evaluación debe considerar los sistemas de planta que soportan las FCS afectadas y los sistemas que soportan a esos sistemas de planta.

Incluso en los casos en que esté disponible una herramienta de evaluación basada en métodos cuantitativos se requerirán también consideraciones cualitativas para tratar los sucesos externos, y las ESC que no están incluidas dentro del alcance del APS nivel 1 de sucesos internos, por ejemplo aquellos incluidos en el alcance del apartado (a)(4) por consideraciones de riesgo del panel de expertos.

Las evaluaciones pueden necesitar la consideración de acciones que pudieran afectar a la capacidad de la contención para realizar su función de retención de los productos de fisión. Lo anterior incluye consideraciones sobre potenciales pérdidas de aislamiento de la contención y sobre si deben permanecer disponibles trenes redundantes del sistema de evacuación cuando se realiza mantenimiento en ESC del sistema de evacuación de calor de la contención (o sobre ESC de los que dependa esa función).

La consideración de sucesos externos supone tener en cuenta el potencial impacto de la meteorología u otras condiciones externas en la evolución del mantenimiento propuesto. Estos factores (meteorología, inundaciones externas y otros impactos externos) sólo deben ser considerados si esas condiciones son inminentes o tienen una alta probabilidad de ocurrencia durante el tiempo de la puesta fuera de servicio prevista.

Se debe considerar en las evaluaciones la posibilidad de que durante la realización de actividades de mantenimiento, otras actividades concurrentes aumenten la frecuencia de ocurrencia de inundaciones internas e incendios exponiendo a las ESC a riesgos que pudieran degradar su capacidad para hacer frente a las FCS. Este sería el caso de la realización de actividades con riesgo de incendio o inundación de forma simultánea con la puesta fuera de servicio de ESC dentro del alcance del (a)(4) de la RM.

8.4.1.3. Evaluación del riesgo de incendio

En las evaluaciones previas a la puesta fuera de servicio de ESC requeridas por el (a)(4) de la RM se debe analizar también el riesgo debido a sucesos iniciadores de incendio, ya que esas evaluaciones no están contempladas en la normativa de incendios y pueden tener un impacto en el riesgo global de la instalación.

Con objeto de llevar a cabo acciones de gestión del riesgo de forma coordinada, debe existir una estrecha comunicación entre el personal de la central responsable del cumplimiento del programa de PCI y el responsable del cumplimiento con el apartado (a)(4) de la RM

Las implicaciones en el riesgo debido a incendios cuando se declara fuera de servicio algún equipo de mitigación, normalmente suelen ser conocidas por el personal de la central, por la existencia de evaluaciones previas. Generalmente, se tratará de evaluaciones de tipo cualitativo, si bien, opcionalmente, si la planta dispone de un APS de incendios adecuado, se pueden realizar evaluaciones cuantitativas.

En centrales en las que uno de los trenes redundantes de parada segura se encuentra protegido mediante barreras pasivas de rango de resistencia al fuego, el riesgo global debido a la suma de la contribución de sucesos internos y sucesos de incendio puede ser

mayor en los casos en que se declaran fuera de servicio equipos del tren protegido que si son equipos del tren sin proteger, lo que debe ser tenido en cuenta por el titular.

8.4.2. Condiciones de parada

El apartado 4.0 de la NUMARC 91-06 proporciona una completa discusión de las consideraciones de seguridad con respecto al mantenimiento de las FCS en parada, y por ello debe ser considerada en el proceso de evaluación para dar cumplimiento al apartado (a)(4) de la RM en parada.

La verificación del cumplimiento con las FCS en condiciones de parada normalmente supone la realización de evaluaciones cualitativas frente a las FCS, y sigue el mismo proceso general que se describe en el apartado 8.4.1.2 para operación a potencia.

Las evaluaciones requeridas podrán realizarse empleando los procedimientos desarrollados para la vigilancia de las FCS durante la parada, de acuerdo con lo establecido en la guía de UNESA CEN-30 "Guía de Seguridad en Parada".

Los iniciadores a tener en cuenta en las evaluaciones se limitarán a sucesos internos.

Las consideraciones de sucesos externos a la central se limitarán al potencial impacto en las actividades de mantenimiento propuestas de las condiciones meteorológicas, las inundaciones externas y otros impactos del exterior, si dichas condiciones son inminentes o tienen una alta probabilidad de ocurrencia durante el periodo planificado de indisponibilidad de los componentes. Un ejemplo en el que se deben realizar este tipo de análisis sería la retirada de larga duración de una puerta exterior, de barreras de protección o de tapones de drenajes de suelos.

Se recomienda, siempre que sea posible, emplear la información aportada por el APS en otros modos para realizar las evaluaciones de seguridad.

A causa de las especiales consideraciones relacionadas con las evaluaciones en parada, en los apartados siguientes se recogen directrices adicionales para cada una de las funciones críticas de seguridad.

8.4.2.1. Capacidad de evacuación de calor residual

En las evaluaciones de actividades de mantenimiento que puedan afectar al sistema de evacuación de calor residual se debe tener en cuenta que existen otros sistemas que pueden constituir un alternativa para la evacuación del calor residual, en función de una serie de factores que incluyen la configuración de la planta, la disponibilidad de otros sistemas de seguridad y la capacidad de los operadores para diagnosticar y responder adecuadamente al suceso. Por ello, en las evaluaciones de actividades con impacto en la FCS de evacuación de calor se debe considerar:

- La magnitud inicial del calor residual.
- Tiempo para la ebullición.

- Tiempo para el descubrimiento del núcleo.
- Tiempo para el cierre de la contención (PWR).
- Inventario inicial de agua del refrigerante: lleno, reducido, medio-lazo, cavidad de recarga inundada, etc.
- Configuración del RCS: abierto o cerrado, compuertas instaladas, tapones instalados, etc.
- Capacidad de circulación natural con transferencia de calor en el lado carcasa de los generadores de vapor.

Si el combustible se encuentra descargado en la piscina de combustible gastado durante la parada para recarga, la función de evacuación de calor se desplaza a la piscina. Por ello, las evaluaciones en parada deben reflejar una adecuada planificación y el establecimiento de contingencias para tratar las situaciones de pérdida de refrigeración de la piscina de combustible gastado.

8.4.2.2. Control de inventario

Las evaluaciones deben considerar la potencial creación de caminos de flujo de pérdida de inventario, como los siguientes casos:

- En BWR las actividades de mantenimiento asociadas a las líneas de vapor principal (por ejemplo retirada de SRV, pruebas del sistema ADS, mantenimiento en las válvulas de aislamiento de vapor principal, etc.) pueden crear un camino de fuga de refrigerante desde la cavidad del reactor o la piscina de combustible. Este riesgo se mitiga considerablemente mediante el taponado de las líneas de vapor principal.
- En BWR existen caminos potenciales de pérdida de inventario a través del RHR a la piscina de supresión cuando el RHR está alineado en su modo refrigeración en parada.
- En PWR es especialmente importante la realización de evaluaciones durante las actividades de mantenimiento que se realizan en la configuración de inventario reducido en la vasija, con especial consideración de las condiciones de operación a medio lazo cuando el nivel en el RCS se encuentra por debajo de la parte superior de las ramas calientes en su unión con la vasija.

8.4.2.3. Disponibilidad de suministro eléctrico

El suministro eléctrico es requerido durante la parada para mantener la refrigeración del núcleo en el reactor y la piscina de combustible gastado, para transferir el calor residual al sumidero de calor, para conseguir el cierre de la contención cuando sea necesario, y para soportar otras funciones importantes.

- Las evaluaciones para actividades de mantenimiento que afecten a fuentes de suministro eléctrico de corriente alterna y a los sistemas de distribución deben

garantizar el mantenimiento de la defensa en profundidad en el modo de operación y la configuración de la planta considerada.

- Las evaluaciones de actividades de mantenimiento que afecten a los parques eléctricos y a los transformadores exteriores deben considerar el impacto en la disponibilidad de suministro eléctrico exterior.
- Durante la parada se requiere corriente alterna y continua de instrumentación y control para soportar sistemas que salvaguardan funciones críticas de seguridad. Por tanto, actividades de mantenimiento que afecten a las fuentes de potencia, inversores o sistemas de distribución, deben tener en cuenta este hecho para garantizar la adecuada defensa en profundidad.

8.4.2.4. Control de reactividad

Para esta FCS el aspecto más importante es mantener un adecuado margen de parada en el RCS y en la piscina de combustible gastado. En PWR las actividades de mantenimiento que supongan la adición de agua al RCS o al tanque de almacenamiento de agua de recarga pueden potencialmente provocar una dilución de boro.

8.4.2.5. Contención primaria (PWR)/secundaria(BWR)

Para actividades de mantenimiento que supongan la necesidad de abrir la contención deben realizarse evaluaciones que garanticen la capacidad de cierre de la misma en un tiempo suficiente para evitar la potencial liberación de productos de fisión. Este tiempo es función de una serie de factores entre los que destacan el calor residual y el inventario de RCS disponible.

En BWR es habitual que las ETF requieran que la contención secundaria se encuentre cerrada en determinadas condiciones, como por ejemplo durante las actividades de manipulación de combustible o durante operaciones con riesgo potencial de drenajes de la vasija.

Además de las directrices recogidas en la NUMARC 91-06 deben tenerse en cuenta las siguientes directrices en las evaluaciones:

- Durante las actividades de manipulación o alteración del núcleo debe evaluarse la disponibilidad de los sistemas de ventilación y monitores de radiación, en relación con la filtración y monitorización de liberaciones desde el combustible. Tras la parada, la radiactividad en el RCS decae rápidamente. El objetivo de mantener operables los sistemas de ventilación y los monitores de radiación es reducir las dosis, incluso por debajo de la reducción debida al decaimiento natural, y evitar las liberaciones no monitorizadas.
- Debe establecerse un procedimiento, o un plan de contingencias, para realizar el cierre rápido de las penetraciones de la contención primaria o secundaria. Este método de cierre rápido no requiere el bloqueo total de las penetraciones o su capacidad de resistir presión. Su propósito es capacitar a los sistemas de ventilación para hacer

frente, en la dirección adecuada, a una liberación en caso de un accidente de manejo de combustible, de forma que la liberación pueda ser tratada y monitorizada.

8.5. Gestión del riesgo

Las evaluaciones proporcionan información acerca de la significación para el riesgo de las actividades de mantenimiento. El proceso de gestión del riesgo supone la utilización de los resultados de las evaluaciones de riesgo en la toma de decisiones, y en el control del impacto en el riesgo global de la instalación. Esto se consigue mediante una cuidadosa planificación, programación, coordinación, monitorización y ajuste de las actividades de mantenimiento.

El objetivo de la gestión de riesgo es controlar los incrementos de riesgo puntuales, temporales y acumulados ocasionados por las actividades de mantenimiento, de tal forma que el valor medio de riesgo base se mantenga en unos rangos mínimos. Lo anterior se consigue utilizando los resultados de las evaluaciones realizadas para planificar y programar los mantenimientos, de tal forma que los incrementos de riesgo sean limitados, tomando además medidas adicionales, más allá de las tomadas en los trabajos rutinarios, en aquellas situaciones en que los incrementos de riesgo sean superiores a unos umbrales dados. Los umbrales pueden establecerse en base a consideraciones cualitativas, por ejemplo en función de la capacidad de mitigación remanente, o en base a consideraciones cuantitativas, por ejemplo incrementos temporales de frecuencia de daño al núcleo, o una mezcla de aproximaciones que emplee información cualitativa y cuantitativa.

La gestión de riesgo supone la consideración tanto del incremento temporal del riesgo como el riesgo acumulado. El riesgo acumulado se controla también en cierta medida a través de los requerimientos de la RM de establecer unos criterios de comportamiento que deben ser cumplidos, ya que los criterios se han establecido incluyendo consideraciones de riesgo de las ESC.

Aquellas plantas que realicen de forma rutinaria mantenimiento a potencia en múltiples ESC deben tener en cuenta los límites establecidos en la GS-01.14 Revisión 1 y deben considerar medidas adicionales en relación con el riesgo acumulado. El valor de incremento del riesgo debido a la realización rutinaria del mantenimiento a potencia debe quedar reflejado en el valor de FDN del APS base.

El APS proporciona información muy valiosa para la gestión del riesgo ya que evalúa de forma realista la relación entre sucesos y sistemas. La gestión del riesgo puede realizarse haciendo uso de la información cualitativa obtenida del APS, y no solo de los valores cuantitativos de riesgo obtenidos de las cuantificaciones. La puesta fuera de servicio de ESC puede alterar la importancia relativa de los distintos contribuyentes al riesgo con respecto a los resultados obtenidos en el APS base. Determinadas configuraciones específicas de mantenimiento pueden provocar el aumento de importancia relativa de determinados sucesos iniciadores, o de equipos o sistemas de mitigación de accidentes. La evaluación de las configuraciones específicas permite identificar conjuntos mínimos de fallo de orden bajo que son secuencias de accidente resultantes de un reducido número de fallos. Este tipo de información es muy útil a la hora de realizar la gestión de riesgo de esa configuración de mantenimiento específica.

Las acciones más importantes de gestión del riesgo son planificar y secuenciar las actividades de mantenimiento teniendo en cuenta la información obtenida de las evaluaciones previas. Además

de lo anterior, se pueden tomar medidas de gestión de riesgo adicionales que tengan el efecto de reducir el incremento temporal de riesgo. Como muchas de las acciones de gestión del riesgo corresponden a factores que no son fácilmente cuantificables, no se espera que la reducción de riesgo conseguida con las mencionadas acciones pueda ser cuantificada.

En las secciones siguientes se aborda el establecimiento de umbrales para el empleo de acciones de gestión de riesgo.

8.5.1. Umbrales basados en consideraciones cualitativas

Los umbrales para la toma de medidas de gestión de riesgo pueden establecerse cualitativamente considerando el cumplimiento con las FCS o la capacidad de mitigación remanentes dada la puesta fuera de servicio de ESC.

Los métodos cualitativos para el establecimiento de medidas de gestión de riesgo son normalmente necesarios en el caso de ESC que no están dentro del alcance del APS y en el caso de evaluaciones en parada.

Esta aproximación normalmente incluye consideraciones de los siguientes factores:

- Duración de la condición de puesta fuera de servicio: cuanto mayor sea la duración mayor exposición a sucesos iniciadores.
- Tipo y frecuencia de los sucesos iniciadores que son mitigados por la ESC fuera de servicio: consideración de las secuencias para las que la ESC es empleada como sistema de mitigación.
- El impacto de la actividad de mantenimiento en la frecuencia de sucesos iniciadores.
- El número de caminos de éxito remanentes (sistemas redundantes, trenes, acciones del operador, acciones de recuperación, etc.) disponibles para mitigar los sucesos iniciadores.
- La probabilidad de salvaguardar la función de seguridad con los caminos remanentes disponibles.

Los factores anteriores pueden emplearse como base para la elaboración de una lista o matriz de configuraciones con sus correspondientes acciones de gestión de riesgo asociadas.

8.5.2. Umbrales basados en consideraciones cuantitativas

Los umbrales para las acciones de gestión de riesgo pueden establecerse cuantitativamente considerando el valor de incremento de la frecuencia de daño al núcleo (y/o frecuencia de liberaciones grandes y tempranas) para la configuración de mantenimiento. A este parámetro se le denomina incremento de FDN (IFDN) o incremento de FGLT (IFGLT).

El IFDN se calcula como la diferencia entre la frecuencia de daño al núcleo específica de la configuración de mantenimiento y la FDN base del APS (o la FDN supuesto mantenimiento 0).

La FDN específica de la configuración de mantenimiento se estima asumiendo en los modelos del APS base valor 1 para las indisponibilidades de las ESC puestas fuera de servicio. Puede también considerarse en el cálculo el modelo de mantenimiento 0, es decir todos los sucesos básicos de indisponibilidad por mantenimiento del APS puestos a 0, excepto los de las ESC fuera de servicio a los que se asigna el valor 1. Esta última posibilidad refleja más adecuadamente la configuración de la planta durante la realización de las actividades de mantenimiento.

A la hora de definir los umbrales que determinarán las acciones de gestión de riesgo a realizar, es necesario considerar también la duración de las actividades. Para ello se define el parámetro de incremento de probabilidad de daño al núcleo (IPDN), o incremento de probabilidad de liberaciones grandes y tempranas (IPGLT), que se calcula multiplicando el IFDN (o IFGLT) por la duración de la configuración.

Los umbrales establecidos para definir acciones de gestión son los siguientes:

1. Se debe evitar la entrada voluntaria en configuraciones de mantenimiento cuya FDN específica sea superior a $1E-3$, y en caso de que se produzca una configuración de este tipo debido a condiciones emergentes establecer las acciones necesarias para eliminar esa configuración en el plazo de tiempo más corto posible.
2. IPDN e IPGLT asociados a una configuración de mantenimiento se considerarán de la siguiente forma para el establecimiento de acciones de gestión de riesgo.

IPDN		IPGLT
$> 1E-5$	Configuración en la que no debe entrarse voluntariamente	$> 1E-6$
$1E-6 - 1E-5$	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluar factores no cuantificables - Establecer acciones de gestión de riesgo 	$1E-7 - 1E-6$
$< 1E-6$	Controles normales	$< 1E-7$

Otra aproximación aceptable es construir una tabla similar a la anterior basada en los valores de FDN y FGLT, ya sean expresados como valores absolutos o como incrementos relativos con respecto a los valores base de FDN o FGLT.

Por las diferencias en el diseño y tipos de centrales los valores base de FDN y FGLT varían en función de la central, incluso existe variedad en el comportamiento de la contención que puede impactar en la relación entre la FDN y el FGLT para una planta dada o un tipo de central. Como consecuencia, la determinación del método, o la combinación de métodos adecuados, y los correspondientes umbrales para el establecimiento de acciones de gestión de riesgo, deberá realizarse caso a caso.

8.5.3. Umbrales para acciones de gestión del riesgo de incendio

Los titulares deben desarrollar un proceso para implementar acciones de gestión del riesgo en relación con el impacto en el riesgo de incendio de la puesta fuera de servicio de los equipos identificado de acuerdo con lo indicado en el punto 8.3.1.

Para la determinación de los umbrales para establecer acciones de gestión del riesgo se pueden utilizar cualquiera de las aproximaciones siguientes, u otra equivalente:

1. Aplicación de un valor de ajuste al valor de IPDN de sucesos internos (Ver punto 8.5.2) o incrementar el valor del umbral de las acciones de gestión de riesgo en un orden de magnitud.

El valor del factor de ajuste deberá tener en cuenta el número de caminos de parada segura disponibles y la información del APS de incendios de la central.

2. Utilización de la tabla siguiente, basada en el documento EPRI Report 1012948 *“Methodology for Fire Configuration Risk Management Final Report”*, para determinar la posible necesidad de acciones de gestión de riesgo de incendio cuando algún equipo de mitigación va a ser declarado fuera de servicio:

Número de caminos de éxito para evitar el daño al núcleo disponibles					
Algún camino de éxito disponible			Ningún camino de éxito disponible		
Duración de la indisponibilidad			Duración de la indisponibilidad		
< 3 días	3-30 días	>30 días	< 3 días	3-30 días	>30 días
Controles normales		Gestión del riesgo	Controles normales	Gestión del riesgo	Evitar la configuración

La tabla anterior es específica para incrementos de riesgo debidos a sucesos de incendio, por lo que no debe emplearse adicionando el riesgo debido a sucesos internos y a incendios. El incremento de riesgo debido a sucesos internos y sus acciones de gestión de riesgo asociadas se estimará de acuerdo con lo indicado en los puntos 8.5.1 y 8.5.2.

3. Cuantificar el riesgo de incendio y el riesgo de sucesos internos con la configuración de equipos indisponibles y calcular el IPDN asociado a esa configuración.

Si se decide emplear esta aproximación se deben tener en cuenta las consideraciones recogidas en el punto 8.3.1.

8.5.4. Medidas de gestión del riesgo

La determinación de las acciones apropiadas para controlar el riesgo durante una actividad de mantenimiento es específica de cada configuración de mantenimiento en particular, su impacto en el riesgo y los medios prácticos disponibles para controlar el riesgo. Acciones similares a los ejemplos mencionados en los párrafos siguientes pueden emplearse de forma aislada o conjunta, si bien pueden realizarse otro tipo de acciones no recogidas en estos ejemplos.

En aquellas configuraciones que presentan una significación para el riesgo similar a la de la configuración base durante la realización de los trabajos de mantenimiento, se seguirán los procesos de control de trabajo habituales en la planta sin necesidad de establecer acciones adicionales.

Sin embargo, para aquellas configuraciones de mantenimiento que supongan un incremento del riesgo apreciable con respecto al riesgo base, se deben considerar acciones de gestión del riesgo. Como ya se ha indicado anteriormente, el beneficio de este tipo de acciones no suele ser cuantificable. Normalmente las acciones tienen por objetivo el incremento en la percepción del riesgo por parte del personal de la planta, proporcionando una planificación y control de las actividades de forma más rigurosa y tomando además medidas para que la duración y la magnitud del incremento del riesgo sean lo menores posible.

Ejemplos de acciones de gestión de riesgo son las siguientes:

1. Acciones para concienciar sobre los riesgos y aumentar su control
 - Discusión de la actividad de mantenimiento planificada con los turnos de operación afectados. Asegurarse de que el operador es consciente del nivel de riesgo, las AGR, las ESC protegidas, los planes de contingencia, etc., y obtener la aprobación para las operaciones.
 - Documentar la información de riesgos en registros, tableros de situación de planta, etc.

- Realizar una reunión informativa con el personal de mantenimiento antes del trabajo, enfatizando los aspectos de riesgo de la evolución del mantenimiento programado.
- Obtener la aprobación de la dirección de la central para la actividad propuesta.
- Asegurar la información sobre riesgos y AGR en todos los programas de trabajo, planes, etc.
- Informar adecuadamente a todo el personal implicado del nivel de riesgo y qué actividades significativas para el riesgo están en progreso.

2. Acciones para reducir la duración de la actividad de mantenimiento

- Pre-clasificación de las piezas, materiales, herramientas y otros equipos.
- Inspección de descargos y alineamientos de equipos (p.ej. válvulas e interruptores) y de la actividad de mantenimiento antes de comenzar el trabajo.
- Dirigir entrenamiento en maquetas para familiarizar al personal de mantenimiento con la actividad (similar a las estrategias ALARA).
- Llevar a cabo los trabajos también en turnos de noche.
- Establecer un plan de contingencia para restablecer la función del equipo (o funciones) fuera de servicio rápidamente, en caso necesario.

3. Acciones para minimizar la magnitud del aumento de riesgo

- Minimizar otros trabajos en áreas que puedan afectar a los iniciadores (p.ej. áreas de sistemas de protección del reactor, subestación, salas de los generadores diésel de emergencia, salas de aparellaje eléctrico) para reducir la frecuencia de los sucesos iniciadores que se mitigan mediante la función realizada/soportada por la ESC fuera de servicio.
- Minimizar otros trabajos en áreas que puedan afectar a otros sistemas redundantes (p.ej. salas de inyección de refrigerante a alta presión / de refrigeración del aislamiento del núcleo del reactor, salas de bombas auxiliares de agua de alimentación).
- Establecer vías de éxito alternativas para realizar la función de seguridad de la ESC fuera de servicio (Nota: el equipo usado para establecer estas vías de éxito alternativas tiene que estar dentro del alcance de la RM). Usar los controles administrativos para asegurar que el equipo de apoyo está protegido.
- Establecer otras medidas compensatorias.

- Establecer nuevas prioridades y/o volver a programar las actividades de mantenimiento.

8.5.5. Acciones de gestión de riesgo de incendio

Si de las evaluaciones realizadas de acuerdo con lo indicado en los puntos 8.4.1.3 y 8.5.3 se concluye que es necesario la implantación de acciones de gestión del riesgo de incendio, se deben considerar las siguientes posibles acciones:

1. La principal acción es la coordinación de las actividades de planta que puedan suponer un incremento de riesgo de incendio con las actividades de mantenimiento que supongan la puesta fuera de servicio de equipos significativos para el riesgo de incendio. Para lo anterior, se requerirá la colaboración entre el personal responsable del cumplimiento con el apartado (a)(4) de la RM y el de PCI. De forma coordinada se estimará la necesidad de implantar acciones de gestión del riesgo de incendio.
2. Acciones de gestión de riesgo específicas de incendio pueden ser:
 - Re-planificar actividades que supongan un aumento de la probabilidad de incendio en áreas de fuego en las que se da crédito a los equipos de mitigación de daño al núcleo en caso de un suceso de incendio puestos fuera de servicio
 - Incrementar las rondas de vigilancia contraincendios en las áreas de fuego en las que se da crédito a los equipos de mitigación de daño al núcleo puestos fuera de servicio.
 - Confirmar la disponibilidad de un camino de éxito de parada segura alternativo en caso necesario. Se podrán considerar como alternativos caminos diferentes a los considerados en los análisis base de diseño, como son, por ejemplo, la refrigeración “bleed & feed” en PWR o el venteo de la contención en BWR.

8.6. **Documentación de las evaluaciones**

En la documentación de las evaluaciones de seguridad realizadas deben seguirse las siguientes directrices:

1. El objetivo de esta sección de la RM es evaluar el impacto en el riesgo de la planta, o en las FCS, de la realización de actividades de mantenimiento, lo que debe formalizarse con la existencia de procedimientos que reflejen el proceso a seguir, las responsabilidades y la toma de decisiones. También es conveniente referenciar los procedimientos de planta utilizados para la planificación y programación de las actividades de recarga.
2. Las evaluaciones realizadas para la puesta fuera de servicio simultánea de ESC deben quedar documentadas, de forma que sean auditables. El nivel de detalle de la documentación debe corresponderse con la significación para el riesgo de la configuración analizada.

Si en las evaluaciones se emplean aproximaciones predeterminadas, como es el caso de un monitor de riesgo, una matriz o una lista de configuraciones, no se requiere documentación

adicional al registro de las configuraciones de mantenimiento y al nivel de riesgo asociado a las mismas, a no ser que se realicen consideraciones adicionales de riesgo, como son por ejemplo la necesidad de medidas compensatorias, la consideración de aspectos más allá del alcance de la herramienta, consideraciones cualitativas, influencia en frecuencia de sucesos iniciadores, etc.

3. Previo a la realización de actividades de mantenimiento rutinario a potencia, se requiere la elaboración de análisis de viabilidad genéricos del mantenimiento preventivo propuesto, en los que se analice la importancia para la seguridad y viabilidad de los mismos, tanto desde el punto de vista determinista como probabilista. Estos análisis se revisarán periódicamente según se actualice la documentación en que se basan (APS, ETF, etc.). Las conclusiones de estos análisis de viabilidad genéricos deben ser tenidas en cuenta para la planificación y realización de los mantenimientos a potencia.

9. Evaluación de la eficacia del mantenimiento

9.1. Evaluación continua de la eficacia del mantenimiento

Asegurar el adecuado comportamiento de las ESC frente a objetivos previamente establecidos o, en su caso, frente a criterios de comportamiento definidos requiere una evaluación continua de fallos e indisponibilidades así como una comparación con los anteriormente citados criterios de comportamiento u objetivos. Lo anterior dará lugar a un ajuste continuo de las actividades de mantenimiento, que deberá ser realizado puntualmente.

El término puntualmente, de acuerdo con lo indicado en el artículo 3.2 de la IS-15 Revisión 1, se entiende como el plazo de tiempo más breve posible una vez detectados los indicios de que el comportamiento de las ESC no está siendo controlado a través de un mantenimiento preventivo eficaz. Basándose en la experiencia adquirida hasta el momento de redacción de la presente Guía, se estima en un periodo no superior a tres meses desde que un suceso hace que se sobrepase un criterio de comportamiento establecido o se produce un fallo repetitivo o con implicaciones genéricas. No obstante, se permitirá una cierta flexibilidad con respecto a dicho periodo en función de la significación para la seguridad de la ESC y la complejidad del problema a abordar.

9.2. Evaluación periódica de la eficacia del mantenimiento y balance fiabilidad/ disponibilidad. Remisión de documentación al CSN

Las evaluaciones periódicas a las que se refiere el artículo 3.3 de la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1 deben realizarse para consignar la eficacia de las acciones de mantenimiento.

Deben ser realizadas teniendo en cuenta el análisis de las actividades de evaluación continua así como la experiencia operativa de la industria. Se deberá asegurar un adecuado balance fiabilidad/disponibilidad.

La experiencia operativa de la industria debe ser analizada para identificar potenciales problemas que afecten a la central, realizando una comparación de las prácticas de mantenimiento de la central con las prácticas recomendadas por la industria, y llevando a cabo los ajustes necesarios en los programas de mantenimiento existentes.

Lo anterior puede ser importante en los casos de componentes para los que existe experiencia o información de que se ha superado su vida útil de diseño. Si el titular decide no realizar preventivamente su sustitución, esta decisión tendrá que quedar documentada y justificada técnicamente.

El balance fiabilidad/disponibilidad debe garantizarse reduciendo el mantenimiento preventivo allí donde haya un exceso de indisponibilidad con un número despreciable de fallos funcionales o, por el contrario, incrementando el mantenimiento preventivo allí donde haya un número excesivo de fallos.

En general, si el comportamiento de una función dentro del alcance de la RM cumple los criterios de comportamiento definidos por el titular, y estos están debidamente ajustados y su valor técnicamente soportado, se considera que se garantiza la optimización del balance fiabilidad/disponibilidad. De acuerdo con lo anterior el balance fiabilidad/disponibilidad debe asegurarse para aquellas ESC que exceden los criterios de comportamiento establecidos.

Desde el punto de vista regulador no son requeridas metodologías de mantenimiento basadas en la fiabilidad o en el riesgo, u otros análisis basados en los APS, si bien son recomendadas como herramientas válidas para la optimización del balance fiabilidad/disponibilidad.

Tal y como se requiere en el artículo 5 de la Instrucción del CSN IS-15 Revisión 1, en los seis meses posteriores a la finalización del ciclo de evaluación RM debe enviarse un informe al CSN que recoja la evaluación periódica de la eficacia del mantenimiento realizada.

A continuación se detalla la información que deben incluir los informes periódicos:

- Alcance, revisiones al mismo.
- Importancia para la seguridad en operación a potencia y en parada. Revisiones, si procede.
- Actividades destacables del panel de expertos.
- Criterios de comportamiento.
- Evaluación del comportamiento frente a los criterios de comportamiento. Histórico de ciclo de FF e indisponibilidades, ventanas rodantes.
- ESC en (a)(1): Criterio sobrepasado, acciones correctoras y objetivos.
- ESC en (a)(2): Cuando se han sobrepasados los criterios de comportamiento, evaluación resumida.
- Paso de (a)(2) a (a)(1) y de (a)(1) a (a)(2), fechas.
- FFEMR durante el ciclo. Tratamiento dado a los mismos.
- Balance fiabilidad/disponibilidad.
- Estructuras. Ver apartado 6.2 de la presente guía.

- Histórico del cumplimiento con el artículo 3.4 de la Instrucción IS-15 Revisión 1 durante el ciclo.
- Modificaciones en el programa de cumplimiento con la Instrucción (cambios al alcance, significación para el riesgo, criterios de comportamiento etc.).

9.3. Mantenimiento y actualización de la documentación de implantación de la RM

Los mantenimientos y actualizaciones de los APS están regulados por lo establecido en la Guía de Seguridad GS- 01.15, cuyo objetivo es asegurar que dichos análisis se corresponden con la realidad de la planta.

Después de cada actualización completa del APS, mínimo cada 5 años, y siempre que se requiera la realización de un mantenimiento del APS de segundo nivel, se hará una valoración para determinar si es necesaria la actualización de los documentos de implantación de la RM que están soportados por el APS: significación para el riesgo, establecimiento de criterios de comportamiento, herramientas para el cumplimiento con el apartado (a)(4), etc.

En el caso concreto de los monitores de riesgo, se realizará una revisión después de cada actualización completa del APS, mínimo cada 5 años, y siempre que se requiera la realización de un mantenimiento de segundo nivel.

Con respecto a los documentos de implantación de la RM: determinación de alcance, determinación de la SR, criterios de comportamiento, etc., se realizará una actualización de los mismos como mínimo cada cinco años, lo que puede coincidir con las revisiones del APS. Las modificaciones intermedias quedarían documentadas en los capítulos correspondientes del informe de ciclo.

Referencias

- Ref. 1 Instrucción del CSN IS-15 sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares. Revisión 1, del 5 de mayo de 2016 (BOE nº 145, 16 de junio de 2016).
- Ref. 2 10CFR50.65. "Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants".
- Ref. 3 NUMARC 93-01. "Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants". Rev. 4a.
- Ref. 4 NUMARC 91-06. "Guidelines for Industry Actions to Assess Shutdown Management". Rev. 1.
- Ref. 5 NEI 99-02. "Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline". Rev. 7.
- Ref. 6 RG 1.160 "Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants". Rev. 3.
- Ref. 8 US-NRC Inspection Procedure IP 62706, "Maintenance Rule".
- Ref. 9 Procedimiento PT.IV.209. Efectividad del mantenimiento (Inspección residente).
- Ref. 10 Procedimiento PT.IV.210. Efectividad del mantenimiento (Inspección bienal).
- Ref. 11 Procedimiento PT.IV.211. Evaluaciones de riesgo de actividades de mantenimiento y control de trabajo emergente.
- Ref. 12 Procedimiento PT.IV.307. Proceso de determinación de la significación para los hallazgos relacionados con mantenimiento y control de trabajos emergentes.
- Ref. 13 NUREG-1648, "Lessons Learned from Maintenance Rule Implementation".
- Ref. 14 IMC 0609, Appendix K: Maintenance risk assessment and risk management significance determination process.
- Ref. 15 IMC 0308, Attachment 3, Appendix K: Maintenance risk assessment and risk management significance determination process.

- Ref. 16 Guía UNESA CEX-93 (RM-12-15897-E, Rev.3). Plan De Detalle/Metodología Para El Cumplimiento De La RM. Informe de Licencia.
- Ref. 17 Guía de Seguridad GS-01.14 Revisión 1. Criterios para la realización de aplicaciones de los Análisis Probabilistas de Seguridad.
- Ref. 18 Guía de Seguridad GS-01.15. Actualización y Mantenimiento de los Análisis Probabilistas de Seguridad.
- Ref. 19 Instrucción del CSN IS-30 sobre requisitos del programa de protección contra incendios en centrales nucleares. Revisión 1, del 21 de febrero de 2013 (BOE nº 63 de 14 de marzo de 2013).
- Ref. 20 Guía UNESA CEN-30 “Guía de Seguridad en Parada”.
- Ref. 21 EPRI Report 1012948 “Methodology for Fire Configuration Risk Management Final Report”. Diciembre 2005.
- Ref. 22 Instrucción del CSN IS-25 sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones a las centrales nucleares, del 9 de junio de 2010 (BOE nº 153, 24 de junio de 2010).

Acrónimos

ADC:	Análisis de Determinación de Causa
ADS:	Sistema de despresurización automática
APS:	Análisis Probabilista de Seguridad
AGR:	Acción de Gestión del Riesgo
ATWS:	Disparo de reactor sin inserción de barras de control (Anticipated Transient without SCRAM)
BWR:	Reactores de Agua en Ebullición (Boiling Water Reactors)
CLO:	Condiciones Límite de Operación
CSN:	Consejo de Seguridad Nuclear
ECCS:	Sistemas de Refrigeración de Emergencia del Núcleo (Emergency Core Cooling Systems)
ESC:	Estructuras, sistemas y componentes
EFS:	Estudio Final de Seguridad
EPS:	Sistema de Alimentación de Energía Eléctrica Alterna de Emergencia
ETF:	Especificaciones Técnicas de Funcionamiento
FCS:	Funciones Críticas de Seguridad
FDN:	Frecuencia de Daño al núcleo
FGLT:	Frecuencia de liberaciones grandes y tempranas
FF:	Fallo funcional
FFEM:	Fallo funcional evitable por mantenimiento
FFEMR:	Fallo funcional evitable por mantenimiento repetitivo
HPCS:	Sistema de Aspersión del Núcleo a Alta Presión (High Pressure Core Spray System)
HPIS:	Sistema de Inyección de Alta Presión (High Pressure Injection System)

IFDN:	Incremento de frecuencia de daño al núcleo
IFGLT:	Incremento de frecuencia de grandes liberaciones tempranas
IPDN:	Incremento de probabilidad de daño al núcleo
IPGLT:	Incremento de probabilidad de grandes liberaciones tempranas
ISN:	Informe de suceso notificable
LOOP:	Pérdida de suministro eléctrico exterior (Loss of Offsite Power)
LPCI:	Sistema de Inyección de Baja Presión (Low Pressure Injection System)
LPCS:	Sistema de Aspersión del Núcleo a Baja Presión (Low Pressure Core Spray System)
NRC:	U.S. Nuclear Regulatory Commission
NEI:	Nuclear Energy Institute
RCS:	Sistema de refrigeración del Reactor (Reactor Coolant System)
RM:	Regla de Mantenimiento
RHR:	Sistema de Evacuación de Calor Residual (Residual Heat Removal)
PCI:	Protección Contra incendios
POE:	Procedimientos de Operación de Emergencia
PWR:	Reactores de Agua a Presión
SBO:	Pérdida total de suministro eléctrico de corriente alterna (Station Black-out)
SR:	Significativo para el Riesgo
SRV:	Válvulas de alivio y seguridad (Safety Relief valves)