

**NOTIFICACIÓN DE CAMBIO
EN DOCUMENTOS DEL SISTEMA
DE GESTIÓN**

NC N°: 18/133

Fecha: 25.05.18

Hoja 1 de 1

DOCUMENTOS AFECTADOS:

Identificación:	Revisión:	Fecha:	Título:
PA.IV.202	2	07.05.15	Manual de cálculo de indicadores de funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales. Verificación de indicadores de funcionamiento

MOTIVOS QUE ORIGINAN EL CAMBIO:

Mejora de la redacción del procedimiento, haciendo acorde la redacción del Anexo 1, Apéndice 3, apartado G con el Apéndice 2, para evitar errores.

DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO:

En el Anexo 1, Apéndice 3, apartado G (página 142)

- donde dice:

“En este apartado se identifican las indisponibilidades periódicas o trabajos con una duración de menos de 15 minutos de indisponibilidad que el titular no debe incluir como indisponibilidad del tren. La intención es minimizar la recopilación de datos, documentación y verificaciones innecesarias, al tratarse de períodos de tiempo muy cortos, y por lo tanto, con un impacto en el riesgo insignificante.”

- debe decir:

“En este apartado se especificará si han existido indisponibilidades de corta duración incluidas en la referencia del índice de indisponibilidad (UAI). Las indisponibilidades de corta duración se incluyen en el cálculo de UAI.”

OBSERVACIONES:

REALIZADO:
UPEC

REVISADO:
Redactor

V° B°:
La subdirectora de SCN

APROBADO:
El secretario general

Fdo.: Sonia Abín Díaz

Fdo.: Luis Gascó Leonarte

Fdo.: Cristina Les Gil

Fdo.: Manuel Rodríguez Martí

**NOTIFICACION DE CAMBIO
EN DOCUMENTOS DEL SISTEMA
DE GESTIÓN**

DOCUMENTOS AFECTADOS:

Identificación:	Revisión:	Fecha:	Título:
PA.IV.202	2	7.05.2015	Manual de cálculo de indicadores de funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales. Verificación de indicadores de funcionamiento.

MOTIVOS QUE ORIGINAN EL CAMBIO:

A solicitud del director técnico de seguridad nuclear.

DESCRIPCION DEL CAMBIO:

En el Anexo 1 del PA.IV.202, pagina 36, último párrafo:

- Donde dice:
Fecha de notificación: La fecha del FFSS es la fecha de notificación del ISN. Si el ISN se revisa para reflejar la ocurrencia de un FFSS, la fecha del FFSS es la fecha de notificación del ISN revisado. Se deberá incluir la referencia al ISN en el campo de Observaciones de la aplicación informática.
- Debe decir:
Fecha de contabilización: Los sucesos FFSS se contabilizarán, a efectos de obtener el indicador M2, en el trimestre en el que la deficiencia que da lugar al FFSS desaparece y por lo tanto deja de estar presente el FFSS, sea o no por intervención del titular. Se deberá incluir la referencia al ISN en el campo de Observaciones de la aplicación informática.

OBSERVACIONES:

REALIZADO: (UPEC) Fdo.: Javier Alonso	REVISADO: (Redactor) Fdo.: Jose Antonio Rodríguez	Vº Bº: El sub. de la SCN Fdo.: Manuel Rodríguez	APROBADO: La secretaria general Fdo.: Mª Luisa Rodríguez
---	---	---	--

NOTIFICACION DE CAMBIO EN DOCUMENTOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN

NC N°: 15/115

Fecha: 7.05.2015

Hoja 1 de 1

DOCUMENTOS AFECTADOS:

Identificación:	Revisión:	Fecha:	Título:
PA.IV.202	1	31.08.2012	Manual de cálculo de indicadores de funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales. Verificación de indicadores de funcionamiento.

NOTA: La revisión del procedimiento PA.IV.202 será la 2, y la fecha de dicha revisión la de esta NC

MOTIVOS QUE ORIGINAN EL CAMBIO:

Adaptación del PA.IV.202 a la revisión 7 del documento origen de los indicadores del SISC, NEI-99-02.

DESCRIPCION DEL CAMBIO:

En el Anexo 1 del PA.IV.202, pagina 36, último párrafo:

- Donde dice:
Fecha de notificación: Los sucesos FFSS se contabilizarán en el trimestre en el que son identificados (por ejemplo: fecha del informe de suceso notificable, inspección, Acta de Inspección que identifica el hallazgo, etc.). Se deberá incluir la referencia al ISN en el campo de Observaciones de la aplicación informática.
- Debe decir:
Fecha de notificación: La fecha del FFSS es la fecha de notificación del ISN. Si el ISN se revisa para reflejar la ocurrencia de un FFSS, la fecha del FFSS es la fecha de notificación del ISN revisado. Se deberá incluir la referencia al ISN en el campo de Observaciones de la aplicación informática

Por otra parte, la revisión del procedimiento PA.IV.202 "Manual de cálculo de indicadores de funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales. Verificación de indicadores de funcionamiento" será la 2, y la fecha de dicha revisión será la de esta Notificación de Cambio.

OBSERVACIONES:

REALIZADO: (UPEC)	REVISADO: (Redactor)	Vº Bº: El sub. de la SCN	APROBADO: La secretaria general
Fdo.: Javier Alonso	Fdo.: Jose Antonio Rodríguez	Fdo.: Manuel Rodríguez	Mª Luisa Rodríguez López

**MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE
FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO DE SUPERVISIÓN
DE CENTRALES VERIFICACIÓN DE INDICADORES DE
FUNCIONAMIENTO**

Colaboradores	Rodolfo Isasia González; Enrique Meléndez Asensio; Miguel Calvín Cuartero; José Manuel Martín Calvarro
----------------------	---

Propietario/a	Jose Antonio Rodríguez Díaz		11.09.12
Calidad Interna	Javier Alonso Pascual		11.09.12
Subdirector/a	Javier Zarzuela Jiménez		11.09.12
El Secretario General	Purificación Gutiérrez López		12.09.12

1. OBJETO Y ALCANCE.

Este procedimiento tiene por objeto definir la sistemática a seguir tanto por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) como por los titulares de las Centrales Nucleares Españolas (CC.NN.EE) para calcular los indicadores del Sistema integrado de supervisión de centrales (SISC). De este modo se realizará el seguimiento del funcionamiento de las CC.NN.EE en función de los resultados obtenidos del cálculo de dichos indicadores.

Los Pilares de Seguridad asociados a este procedimiento son:

- Pilar de Sucesos Iniciadores.
- Pilar de Integridad de barreras.
- Pilar de Sistemas de Mitigación.
- Pilar de Preparación de Emergencias.
- Pilar de Protección Radiológica Operacional.
- Pilar de Protección Radiológica del Público.

Este procedimiento incluye el envío de datos, cálculo de indicadores, edición de resultados y mantenimiento de la aplicación informática.

Estimación de recursos

Los recursos que pueden requerir las revisiones previstas en este procedimiento son los siguientes:

- Las CC.NN.EE definirán en su organización a los responsables de realizar las tareas de acopio de datos, validación de los mismos, carga en la aplicación y envío al CSN.
- Por parte del CSN se requerirá un técnico del Área de Experiencia Operativa y Normativa (AEON) para administrar la aplicación informática y el apoyo de Soporte Informático para solucionar los problemas que puedan surgir. Los recursos a dedicar por AEON se estiman en unas 160 horas/año.

2. DEFINICIONES

Con carácter general, las que se definen en el PG.IV.03, y también las que se recogen en el *“Manual de Cálculo Indicadores de Funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de CC.NN.”* que se incluye en el Anexo I de este procedimiento.

3. NORMATIVA APLICABLE.

La que se describe en el PG.IV.03

4. RESPONSABILIDADES.

En el procedimiento PG.IV.03 se establecen, con carácter general, las responsabilidades relativas a este procedimiento. Además son responsabilidades específicas las siguientes:

- Los titulares de las CC.NN.EE realizarán la toma de datos necesarios para el cálculo de indicadores y los introducirán en la aplicación que se ha diseñado para tal efecto. La propia aplicación realiza el cálculo de los indicadores y transmite la información introducida por las CC.NN.EE a una réplica situada en la Intranet del CSN.
- El CSN mantendrá dicha aplicación.

- La gestión y coordinación de estas actividades será realizada por el área de AEON, siendo responsabilidad de “Soporte Informático” realizar las modificaciones requeridas, así como el mantenimiento de la aplicación y de la base de datos asociada.

5. DESCRIPCIÓN.

La implantación del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC) supone, entre otras tareas, tal como establece el procedimiento PG.IV.07, la definición de varios indicadores de funcionamiento que vigilan y supervisan el correcto funcionamiento de las centrales en las áreas de Seguridad Nuclear, Protección Radiológica y Emergencias.

Cada indicador tiene asociados unos umbrales que permiten categorizar la importancia de los sucesos que hacen que el valor de un indicador supere dichos umbrales.

Para poder calcular el valor de cada uno de los indicadores definidos, es necesario que cada unidad de una central nuclear tome los datos de funcionamiento de la planta y los envíe para que se realice el cálculo en una aplicación informática común a todas las CC.NN.EE.

Los envíos de datos deben ser completos, correctos y realizados dentro de los 21 días naturales siguientes a la finalización de cada trimestre, a fin de garantizar la fiabilidad del SISC en la supervisión del funcionamiento de las CC.NN.EE.

5.1. BASES DEL PROCEDIMIENTO

Un objetivo fundamental del SISC es establecer la confianza de que cada Titular está identificando y corrigiendo los problemas de manera que el riesgo a los miembros del público se mantenga por debajo de los límites aceptables. El SISC parte de la premisa de que el funcionamiento de la central en las distintas áreas (seguridad nuclear, protección radiológica y emergencias) está vigilado por los indicadores, de modo que determinadas deficiencias se manifestarán como una superación de los valores umbrales de los indicadores de funcionamiento.

Puesto que los datos remitidos por las CC.NN. son los que permiten establecer los valores de los indicadores, y, por lo tanto, realizar su comparación con los respectivos umbrales, es necesario que se recojan y se introduzcan dichos datos en la aplicación informática que se ha creado a tal efecto. Una vez realizada la carga de datos, la aplicación informática realizará automáticamente los cálculos de los indicadores.

La carga de datos de indicadores se realizará trimestralmente durante los 21 días naturales siguientes a la finalización de cada trimestre. Para el Indicador de Fiabilidad de Sistemas de Mitigación (IFSM), los datos se enviarán con un trimestre de retraso para permitir un adecuado acopio y tratamiento de datos a las CC.NN.EE.

Los datos se enviarán por cada unidad de las centrales nucleares. En los casos en que los datos se basen en valores del emplazamiento, cada unidad notificará dichos valores.

Los problemas de interpretación de este manual se deberán plantear por el Titular, preferentemente, utilizando la pestaña de FORO de la aplicación informática para que el CSN la resuelva. Dicha resolución podrá ser analizada en una reunión del Grupo Mixto de Indicadores del SISC, convocada a petición de una de las partes (CSN o alguno de los titulares) para su análisis y aceptación o modificación, a fin de que pueda ser incorporada en próximas revisiones del Manual. De esta forma, todos los interesados pueden conocer la resolución de la cuestión; aunque mientras se adopta la resolución definitiva, se deban establecer comunicaciones directas entre el CSN y el Titular.

El Titular aplicará los necesarios programas de calidad para garantizar de modo razonable la corrección de los datos enviados. Así mismo, mantendrá registros de las fuentes de los datos remitidos que estarán disponibles para la Inspección del CSN.

GUÍA PARA LA CORRECCIÓN DE DATOS PREVIAMENTE REMITIDOS. En el caso de que se identifiquen errores o nuevos datos que modifiquen los datos ya enviados correspondientes a algún trimestre anterior, ya sea como resultado de los programas propios de revisión del Titular o derivados de las comprobaciones del CSN, el Titular deberá notificar detalladamente el origen y las causas que motivan el cambio, los datos concretos y los trimestres afectados. Así mismo, se solicitará el desbloqueo de la aplicación mediante el uso de la pestaña MENSAJES de la misma. El CSN estudiará las razones aportadas y procederá, si así lo estima, a desbloquear los trimestres solicitados en la aplicación. El Titular procederá a la modificación de los datos afectados, haciendo constar en el campo *observaciones* el dato modificado, la fecha de la modificación y la causa resumida de la modificación; en el caso de cambio de color en el indicador como resultado de la modificación, se reflejará también explícitamente dicha alteración.

Si como resultado de las comprobaciones del CSN se detecta una discrepancia en los datos aportados por el Titular que no sea reconocida por éste y el CSN no está conforme con las alegaciones del Titular, se requerirá el cambio mediante carta de la Dirección Técnica de Seguridad Nuclear.

No se autorizará la modificación de datos previos durante el periodo de notificación normal de datos, salvo circunstancias excepcionales justificadas.

5.2.GUIA PARA EL USO DE LOS CAMPOS DE OBSERVACIONES EN LA APLICACIÓN

La aplicación permite la introducción de dos tipos de Observaciones en el envío de los datos de cada indicador. Existe en primer lugar un campo de “Observaciones” que puede ser usado para formular aclaraciones a los indicadores y que serán publicadas junto con el valor de los indicadores en la web institucional del CSN. Estas aclaraciones deben ser concisas y claras.

Existe también un campo de “Observaciones privadas” que sirve de canal de comunicación entre los titulares y el CSN, de forma que aquellos puedan proporcionar información adicional que consideren pertinente sobre los datos incluidos y se garanticen las condiciones de confidencialidad de los datos aportados. Las Observaciones que se incluyan en este campo no se publicarán en la web institucional del CSN pero serán visibles para el personal del CSN en la aplicación y en el PDF resumen de los indicadores (tanto en el particular de cada central como en el general del Parque CC NN). No será visible para los usuarios que no sean representantes de la central donde se produce el comentario.

Las razones que requieren la utilización del campo “Observaciones privadas” son:

- La revisión de datos previamente enviados.
- La ausencia de datos en un trimestre; por ejemplo, debido a las condiciones de la planta, exceptuado la ausencia de datos de IFSM si es por las razones acordadas entre los titulares y el CSN.
- Cuando se encuentra en curso una pregunta en el FORO que pueda impactar en los datos enviados.
- En el caso de los indicadores I1, I3, I4 y en los FFSS (M2), la referencia del ISN, según la IS-10, en el que se identifica.

- Cambio en los coeficientes del indicador IFSM (M1)
- Cambio en los documentos de base del indicador IFSM (M1).
- Evaluaciones en marcha de condiciones anómalas que puedan afectar al indicador FFSS (M2).

5.3. REQUISITOS DEL PROCEDIMIENTO

La definición de los indicadores, fórmulas de cálculo y las interpretaciones particulares, se recogen en el Anexo 1 de este procedimiento.

Para todos los indicadores, el área de AEON revisará trimestralmente los datos enviados por las CC.NN para el cálculo de indicadores y comprobará si se ha superado alguno de los umbrales de cualquiera de los indicadores, para determinar si se requiere tomar acciones inmediatas a la vista del valor de los indicadores.

6. REGISTROS

Los resultados de los indicadores quedarán registrados en la aplicación informática de cálculo, almacenándose en una Base de Datos específica. Los resultados de los indicadores son objeto de publicación trimestral dentro del proceso de publicación general de resultados del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC). Así mismo, pueden consultarse los resultados históricos de los indicadores en la página web institucional del CSN.

7. REFERENCIAS

PG.IV.03 “Inspección y control de instalaciones nucleares y radiactivas del ciclo del combustible”.

PG.IV.07 “Sistema integrado de supervisión de centrales (SISC)”.

8. ANEXOS

1.- Manual de Cálculo de Indicadores de Funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de CC.NN.

2.- Cambios introducidos en la revisión 1 del procedimiento.

**ANEXO 1.- MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO
DEL SISTEMA INTEGRADO DE SUPERVISIÓN DE CC.NN**

ÍNDICE DEL ANEXO 1

MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO

APÉNDICE 1.- DOCUMENTO DE BASES DEL INDICADOR DE FUNCIONAMIENTO: PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS CON COMPLICACIONES.

APÉNDICE 2: METODOLOGÍAS PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD, EL ÍNDICE DE LA INFIABILIDAD Y LOS LÍMITES DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA MONITORIZADO

APÉNDICE 3: DESARROLLO DE LA DOCUMENTACIÓN BASE PARA EL CÁLCULO DEL IFSM

APÉNDICE 4: BASES PR OCUPACIONAL

APÉNDICE 5: EJEMPLO PR OCUPACIONAL

APÉNDICE 6: EJEMPLO PR PÚBLICO

APÉNDICE 7: Traducción adaptada de la sección 3.2.7 del NUREG-1022

**MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO PILAR DE
SUCESOS INICIADORES**

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este pilar es limitar la frecuencia de aquellos sucesos que comprometen la estabilidad de la planta y amenazan el cumplimiento de funciones críticas de seguridad, en operación a potencia. Si no se mitigan adecuadamente estos sucesos iniciadores, y si se rompen múltiples barreras, podría tener lugar un accidente que comprometiera la seguridad y salud públicas. La probabilidad de un accidente en el reactor puede reducirse si los titulares de centrales nucleares mantienen la frecuencia de estos sucesos iniciadores en un nivel bajo. Los sucesos incluyen paradas del reactor, automáticas o manuales, debidas a disparos de turbina, pérdida de refrigerante, pérdida de suministro eléctrico exterior y otros transitorios significativos.

Los indicadores para este pilar se notifican y calculan para cada unidad.

Hay tres indicadores en este pilar:

- Paradas instantáneas del reactor no programadas (automáticas y manuales) por cada 7.000 horas con el reactor crítico.
- Cambios de potencia no programados por cada 7.000 horas con el reactor crítico.
- Paradas instantáneas del reactor no programadas con complicaciones

II.- PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS POR CADA 7.000 HORAS CON EL REACTOR CRÍTICO

Propósito

Este indicador vigila el número de paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales. Mide la tasa de paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales por año de operación a potencia y proporciona una indicación de la frecuencia de los sucesos iniciadores.

Definición

Número de paradas instantáneas del reactor no programadas durante los 4 trimestres anteriores, tanto manuales como automáticas, por cada 7.000 horas con el reactor crítico.

Datos a aportar

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- El número de paradas instantáneas del reactor, automáticas o manuales, no programadas con el reactor crítico en el trimestre anterior.
- El número de horas de operación con el reactor crítico en el trimestre anterior.

Expresión de cálculo

El indicador se obtiene utilizando los valores de los cuatro trimestres anteriores, como sigue:

$$II = \frac{\text{Nº de paradas instantáneas con el reactor crítico no previstas en los 4 trimestres previos}}{\text{Horas con el reactor crítico en los 4 trimestres previos}} \times 7.000$$

Definición de términos

Parada instantánea del reactor significa la parada del reactor estando crítico por cualquier forma de adición rápida de reactividad negativa, por ejemplo, inserción de barras de control, boro, uso de dispositivos diversos de parada, o apertura de los interruptores de disparo de reactor. El uso de boro para conseguir la parada del reactor solo se considerará si no es posible parar el reactor con barras de control.

Parada instantánea del reactor no programada significa que la parada no formaba parte intencionada de una evolución prevista o de una prueba establecida por una norma o procedimiento de operación. Esto incluye paradas instantáneas ocurridas durante la ejecución de procedimientos o durante el transcurso de evoluciones en las cuales había una

alta probabilidad de que la parada instantánea ocurriese, pero no estaba programado ni se pretendía que ocurriese.

Criticidad, a los efectos del indicador, existe típicamente cuando un explotador declara el reactor crítico. Puede haber circunstancias en las que el transitorio se inicia desde subcriticidad y se acaba cuando el reactor está crítico. Este caso, se contaría como parada.

Umbral de valoración

- Verde: $I1 \leq 3$
- Blanco: $3 < I1 \leq 6$
- Amarillo: $6 < I1 \leq 25$
- Rojo: $25 < I1$

Notas aclaratorias

Se usa el valor de 7.000 horas porque representa un año de operación del reactor cuando el factor de disponibilidad es de, aproximadamente, el 80%.

Si durante los cuatro trimestres anteriores el reactor ha estado crítico menos de 2400 horas, se asigna al indicador un valor de N/D (no disponible) porque los indicadores que calculan tasas pueden producir valores engañosamente altos cuando el denominador es demasiado pequeño. No obstante, se enviarán los datos (número de paradas y de horas con el reactor crítico).

La caída de barras en reactores de agua a presión (PWR), inserciones de una sola barra y medio “*scram*” no se consideran paradas del reactor. Tampoco cuentan las inserciones parciales de barras, tales como reducciones automáticas de carga, a menos que las condiciones resultantes provoquen la parada del reactor.

Se excluyen del cálculo de este indicador las paradas de planta que se realizan con anticipación para reducir el impacto de sucesos externos tales como tornados o grandes fuegos que amenacen las líneas de distribución eléctrica externa.

Ejemplos de tipos de paradas que **sí se incluyen**:

- Paradas instantáneas que resulten de transitorios no previstos, fallos de equipo, señales espurias, errores humanos o aquellos provocados por procedimientos anormales, de emergencia o en respuesta a una alarma.
- Paradas instantáneas que se inicien para evitar exceder el plazo de tiempo del enunciado de la acción de una especificación técnica.
- Paradas instantáneas que se inicien durante la ejecución de un procedimiento o en una evolución en los cuales la probabilidad de parada instantánea del reactor sea alta pero ni estaba programada, ni se pretendía que ocurriera.

Los siguientes ejemplos de paradas **no se incluyen**

- Paradas instantáneas que esté previsto que ocurran como parte de una prueba (por ejemplo, una actuación del sistema de protección del reactor) o paradas instantáneas que sean parte de una operación o evolución programadas.
- Señales de actuación del sistema de protección del reactor que se producen cuando el reactor está subcrítico.
- Paradas instantáneas que se inician a un valor igual o inferior del 35% de potencia nuclear, de acuerdo a los procedimientos normales de operación (no según procedimientos de operación anormal o de emergencia) para completar una parada programada y señales de parada del reactor que ocurren cuando el reactor está ya subcrítico.
- Paradas de la unidad para dar cumplimiento a condiciones límite de operación de las Especificaciones de Funcionamiento, siempre y cuando se lleven a cabo de acuerdo con un procedimiento normal de parada que incluya una actuación manual del sistema de protección del reactor para completar dicha parada.

I3.- CAMBIOS DE POTENCIA NO PROGRAMADOS POR CADA 7.000 HORAS CON EL REACTOR CRÍTICO

Propósito

Este indicador vigila el número de cambios de potencia (excluyendo paradas instantáneas) que podrían, bajo otras condiciones de la planta, haber supuesto una amenaza para las funciones de seguridad. Puede proporcionar una indicación para la predicción de sucesos significativos para el riesgo, pero no es significativo para el riesgo por sí mismo. El indicador mide el número de cambios de potencia de la planta para un año típico de operación a potencia.

Definición

Número de cambios no programados en la potencia del reactor de más del 20% de la potencia máxima autorizada, por cada 7.000 horas de operación con el reactor crítico, excluyendo paradas instantáneas manuales o automáticas.

Datos a aportar

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- Número de cambios de potencia no programados, excluyendo paradas instantáneas del reactor, durante el trimestre anterior.
- Número de horas con el reactor crítico en el trimestre anterior.

Cálculo

El indicador se obtiene como sigue, a partir de los valores notificados para los cuatro trimestres anteriores:

$$I3 = \frac{N^{\circ} \text{ de cambios de potencia no programados } > 20\% \text{ en los 4 trimestres previos}}{\text{Horas de reactor crítico en los 4 trimestres previos}} \times 7.000$$

Definición de términos

Cambios de potencia no programados son cambios en la potencia del reactor que se inician en menos de 72 horas después del descubrimiento de una condición anormal y que resultan en, o requieren para resolverse, un cambio en el nivel de potencia mayor del 20% de la potencia máxima autorizada. En los cambios de potencia no programados se incluyen también excursiones no controladas de más de un 20% de la potencia máxima autorizada que ocurren como respuesta a cambios en las condiciones del reactor o de la planta que no forman parte de una evolución prevista o una prueba.

Umbral de valoración

- Verde: $I3 \leq 6$
- Blanco: $I3 > 6$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

Notas aclaratorias

Se usa el valor de 7.000 horas porque representa un año de operación del reactor cuando el factor de disponibilidad es de aproximadamente el 80%.

Si el reactor ha estado crítico menos de 2.400 horas en los cuatro trimestres anteriores, se adjudica al indicador un valor de N/D (no disponible) porque los indicadores que calculan tasas pueden proporcionar valores engañosamente altos cuando el denominador es pequeño. Los datos (cambios de potencia no programados y número de horas con el reactor crítico) se siguen notificando.

El periodo de 72 horas entre el descubrimiento de una condición anormal y el cambio correspondiente en el nivel de potencia está basado en el tiempo típico necesario para evaluar el estado de la planta, y para preparar, revisar y aprobar las órdenes de trabajo, los procedimientos y las revisiones de seguridad necesarias para efectuar una reparación. El elemento esencial a usar para determinar si un cambio de potencia debe ser contado como parte de este indicador es el periodo de 72 horas y no el grado de planificación que se alcance entre el descubrimiento del estado de la planta y la iniciación del cambio de potencia.

Al desarrollar un plan para llevar a cabo una reducción de potencia, pueden necesitarse, eventualmente, reducciones de potencia adicionales. Estas reducciones adicionales no se cuentan si se realizan para tener en cuenta el estado inicial.

Los problemas de equipos que se encuentren durante una reducción planificada de potencia mayor del 20%, que sólo por su cuenta podrían haber requerido una reducción del 20% o más para su reparación, no se cuentan en este indicador si se reparan durante la reducción planificada. Sin embargo, si durante la reducción de potencia programada se produce, además de la programada, otra reducción de potencia mayor de un 20% de la potencia nominal, entonces sí se considera que ha habido un cambio de potencia.

En los cambios de potencia no programados y paradas se incluyen aquéllos que se hayan realizado como respuesta a fallos de equipo o errores humanos, y aquéllos realizados para operaciones de mantenimiento. No se incluyen paradas instantáneas manuales o automáticas o cambios de potencia de seguimiento de carga.

Se excluyen los cambios de potencia para recuperar la funcionalidad de equipos realizados de acuerdo con procedimientos aprobados.

No se incluyen los cambios de potencia aparentes que se determine que han sido causados por problemas de instrumentación.

Se incluyen en los cambios de potencia las reducciones automáticas de carga y oscilaciones de potencia superiores al 20% de la potencia nominal. Una oscilación de potencia que provoque una disminución de potencia no programada superior al 20% seguida de un incremento de potencia no programado superior al 20% debe ser contada como dos sucesos separados, a no ser que la restauración de potencia se lleve a cabo utilizando procedimientos aprobados. Por ejemplo, un operador abre erróneamente un interruptor causando una disminución en el caudal de recirculación y una disminución en la potencia superior al 20%. El operador, al oír la alarma, sospecha que fue causada por su acción y cierra el interruptor, lo que provoca un incremento de potencia superior al 20%. Ambos transitorios contarían ya que fueron el resultado de dos errores separados (o acciones no previstas/ no incluidas en los procedimientos). Alternativamente, si el cambio de potencia se realiza para recuperar equipos y se lleva a cabo mediante procedimientos aprobados, el (los) cambio(s) de potencia (aumentos o reducciones) necesarios para recuperar equipos no se cuenta para este indicador. Por ejemplo, en los BWR, se puede excluir una reducción de potencia con el objetivo de reanunciar una bomba de recirculación para restablecer la operación con dos lazos de recirculación tras el disparo de una de las bombas de recirculación. La segunda reducción de potencia no cuenta si se lleva a cabo siguiendo un procedimiento aprobado en respuesta a la condición inicial¹.

Si surgen condiciones que requerirían normalmente la parada de la planta, y se concede una exención temporal al cumplimiento de una Especificación de Funcionamiento que permite la operación continuada antes de efectuar una reducción de potencia superior al 20%, no se comunica un cambio de potencia no programado porque no ha habido un cambio real de potencia superior al 20% de la potencia nominal. Sin embargo, se debería realizar un comentario indicando que el CSN ha concedido una exención durante el trimestre, que, de no haber sido concedida, podría haber resultado en un cambio de potencia no programado.

Se excluyen las reducciones de potencia preventivas para reducir el impacto de sucesos externos tales como huracanes o grandes incendios que amenacen líneas de distribución eléctrica exterior, y los cambios requeridos por los despachos de carga de la red eléctrica.

Los cambios de potencia preventivos superiores al 20% en respuesta a problemas medioambientales esperables, tales como acumulación de restos marinos y contaminantes biológicos, intrusión animal, regulaciones ambientales, o cristales de hielo en un volumen de agua (frazil icing)², puede ser causa de la exclusión del indicador. El Titular debe

¹ (FAQ 483)

² Frazil icing es una condición conocida y que se puede dar en climas del norte, bajo ciertas condiciones que se dan en noches despejadas, en volúmenes de agua abiertos y con bajas temperaturas del aire. Bajo estas condiciones, la superficie del agua experimenta un efecto de sobre enfriamiento. El sobre enfriamiento permite que se formen pequeños cristales de hielo (frazil ice). Si hay fuertes vientos, se llega a mezclar el agua sobre enfriada con los cristales de hielo, que en estas condiciones tienen poca flotabilidad, llegando a las zonas más profundas del volumen de agua. Se forma así una masa derretida (una especie de granizado) que se puede adherir a cualquier superficie aunque no esté a menos de 0 °C.

adoptar las medidas razonables para impedir que la intrusión de animales, debrís marino, u otras excrescencias biológicas causen reducciones de potencia. Los sucesos de intrusión que puedan ser anticipados como parte de una actividad de mantenimiento o como parte de un comportamiento cíclico predecible serían normalmente contabilizados, salvo que la reducción de potencia se planifique con 72 horas de antelación o el suceso satisfaga cualquiera de los casos siguientes:

- Si la condición ha sido experimentada con anterioridad y exhibe un patrón de predictibilidad o periodicidad (por ejemplo, estaciones del año, temperaturas, sucesos meteorológicos, animales, etc.), la instalación debe tener un procedimiento de monitorización en marcha, o una modificación permanente para impedir la recurrencia, a fin de que el suceso sea excluido del indicador. Si la monitorización identifica la condición, el Titular debe haber implantado procedimientos proactivos para hacer frente específicamente a la mitigación de la condición antes de que tenga un impacto en la operación. Estos procedimientos no pueden ser del tipo general de procedimientos anormales de operación (POAs) o de emergencia (POEs) para hacer frente a los síntomas o consecuencias de la condición (por ejemplo, bajo vacío en el condensador); deben ser procedimientos de la condición específica que dirijan acciones a adoptar para hacer frente a las condiciones ambientales específicas (por ejemplo: medusas, algas, frazil-ice, etc.)
- Si el suceso es predecible, pero su magnitud llega a ser singular, el Titular debe adoptar acciones apropiadas, y los equipos diseñados para mitigar el suceso deben estar completamente funcionales en el momento del suceso a fin de permitir su exclusión.
- Tanto la previsión de la próxima ocurrencia del fenómeno externo en menos de 72 horas, como el porcentaje de la variación de potencia prevista han quedado recogidos con antelación a su ocurrencia en el Diario de Operación de la central, dejando constancia en el mismo de las circunstancias: forma de conocimiento, previsión de ocurrencia del fenómeno, acciones emprendidas, previsión de variación de potencia, etc.).
- El transitorio real ha transcurrido sin ninguna complicación adicional a la propia variación de potencia; explícitamente no ha tenido lugar la actuación del sistema de protección ni de ningún sistema de seguridad de la central nuclear.
- Las condiciones ambientales que son impredecibles (por ejemplo, rayos) pueden no contarse, si los equipos diseñados para mitigar el suceso estaban plenamente funcionales en el momento del suceso para permitir una exclusión.
- Las reducciones de potencia para cumplir requisitos medioambientales, o limitaciones en la temperatura del sumidero final de calor pueden ser excluidos del indicador.

Los cambios de potencia realizados para ajuste de la configuración de barras están excluidos.

Los cambios de potencia impuestos por el despacho de carga bajo condiciones de operación normales debidos a demandas de carga, por razones económicas, para estabilidad de la red, o razones de seguridad de la planta que surjan de sucesos externos fuera del control de la

unidad, no se incluyen en este indicador. Sin embargo, las reducciones de potencia debidas a fallos de equipos que estén bajo el control de la unidad sí se incluyen.

Para determinar si ha tenido lugar un cambio de potencia superior al 20% de la potencia máxima autorizada, los titulares de centrales nucleares deben utilizar la indicación de potencia que se use para controlar la planta.

Este indicador recoge cambios en la potencia del reactor que se inicien después del descubrimiento de una condición anormal. Si se descubre una condición que se está degradando lentamente y el explotador piensa reducir potencia cuando la condición alcance un umbral predeterminado, y han transcurrido 72 horas desde que se identificó la condición, no se debe contar el cambio de potencia. Si, por el contrario, la condición se degrada repentinamente más allá del umbral predefinido y requiere una respuesta rápida, sí se contaría esta situación.

Las condiciones anormales que empiecen por una o más reducciones de potencia y terminen con un disparo no programado del reactor se cuentan solamente para la parada instantánea no programada. Sin embargo, si la causa de la reducción de potencia es distinta de la de la parada instantánea, debe contarse un cambio de potencia no programado y una parada instantánea no programada. Por ejemplo, se realiza una reducción de potencia para poner el generador principal fuera de servicio, mientras el reactor está crítico, para reparar un componente. Mientras el generador se está poniendo fuera de servicio se pierde vacío rápidamente debido a otro problema y ocurre la parada instantánea. En este caso deben contarse la reducción de potencia no programada y la parada instantánea. Si ocurre una condición anormal por encima del 20% de potencia, y se para la central mediante un disparo programado de acuerdo con procedimientos normales de operación, sólo se cuenta un cambio de potencia no programado. En el caso de oscilaciones de potencia debido a inestabilidades para los reactores tipo BWR, se considerará caso por caso el número de cambios de potencia a contabilizar.

Se cuentan en este indicador las disminuciones de potencia superiores al 20% de la potencia nominal que se produzcan por razones de protección radiológica ALARA.

I4.- PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS CON COMPLICACIONES

Propósito

Este indicador vigila el subconjunto de las paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales, que o bien requieren acciones de los operadores más allá de las de un disparo “normal” o implican la indisponibilidad o incapacidad de restaurar el sistema de agua de alimentación principal³. Tales sucesos o condiciones tienen el potencial de presentar complicaciones adicionales al personal de operación de la central, y por tanto pueden ser más significativos para el riesgo que los disparos sin complicaciones.

Definición

El indicador I4 se define como el número de paradas instantáneas no programadas, tanto manuales como automáticas, estando el reactor crítico, durante los cuatro trimestres precedentes, que hayan requerido acciones adicionales del personal de operación o impliquen la indisponibilidad o incapacidad de restaurar el sistema de agua de alimentación principal⁴ según se define en los diagramas de flujo aplicables (figura 2) y sus preguntas asociadas.

Datos a aportar

Para cada unidad se requieren los siguientes elementos:

- El número de paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales, con el reactor crítico ocurridas en el trimestre anterior, que requirieron acciones adicionales de los operadores o implicaron la indisponibilidad o incapacidad de restaurar el sistema de agua de alimentación principal según se determina por los criterios de los diagramas de flujo y sus preguntas asociadas.

Expresión de cálculo

El indicador se obtiene utilizando los valores de los cuatro trimestres anteriores, como sigue:

I4 = Número total de paradas instantáneas del reactor no programadas ocurridas en los cuatro trimestres anteriores, que requirieron respuestas adicionales de los operadores o implicaron la indisponibilidad o incapacidad de restaurar el sistema de agua de alimentación principal como se define por el diagrama de flujo aplicable y sus preguntas asociadas.

Definiciones

³ FAQ 481

⁴ FAQ 481

Parada instantánea normal del reactor significa cualquier parada del reactor que se determina que no es complicada de acuerdo con la guía del indicador de “Paradas instantáneas del reactor con complicaciones”. Una parada automática normal es sinónimo de una parada automática del reactor sin complicaciones.⁵

Parada instantánea del reactor significa la parada del reactor estando crítico, por cualquier forma de adición rápida de reactividad negativa, por ejemplo inserción de barras de control, boro, uso de dispositivos diversos de parada, o apertura de los interruptores de disparo de reactor. El uso de boro para conseguir la parada del reactor sólo se considerará si no es posible parar el reactor con barras de control.

Parada instantánea del reactor no programada significa que la parada no formaba parte intencionada de una evolución prevista o de una prueba establecida por una norma o procedimiento de operación. Esto incluye paradas instantáneas ocurridas durante la ejecución de procedimientos o durante el transcurso de evoluciones en las cuales había una alta probabilidad de que la parada instantánea ocurriese, pero no estaba programado ni se pretendía que ocurriese.

Criticidad, a los efectos del indicador, existe típicamente cuando el Titular declara el reactor crítico. Puede haber circunstancias en las que el transitorio se inicia desde subcriticidad y se acaba cuando el reactor está crítico. Este caso se contaría como parada.

Respuesta al disparo se refiere al periodo de tiempo que empieza con el disparo del reactor y concluye cuando los operadores han completado los procedimientos de respuesta ante el disparo y la planta ha alcanzado una condición estable de acuerdo con los procedimientos aprobados de la central, y se demuestra cumpliendo los criterios siguientes:

Para un PWR:

- Presión del presionador dentro de la banda normal de presión de operación
- Nivel del presionador en la banda de no-carga
- Presión y nivel de todos los generadores de vapor dentro de las bandas de operación normales
- Temperatura del RCS en las bandas permitidas de no-carga (T media si hay alguna bomba de refrigeración del reactor funcionando, temperatura fría si no hay ninguna bomba de refrigeración del reactor funcionando).

Para un BWR:

- No existen condiciones de entrada en POE relacionadas con la contención primaria o el reactor.
- Las tasas de refrigeración del reactor son inferiores a 55,5°C por hora
- El nivel de agua del reactor se mantiene en el rango especificado por los procedimientos de la planta.

Umbral de valoración

⁵ FAQ 481

- Verde: $I4 \leq 1$
- Blanco: $1 < I4$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

Notas aclaratorias

Este indicador contabiliza paradas instantáneas no programadas que también se cuentan para el indicador I1 “*Paradas instantáneas del reactor no programadas por cada 7000 horas crítico*”, y, para contabilizar en este indicador debe haberse contabilizado también en el indicador I1.

Preguntas del diagrama de flujo para PWR (ver figura 2)

Para la CN Trillo, deberá entenderse que los ejemplos referidos a los POE se refieren al capítulo 3 del Manual de Operación.

¿Hubo fallo en la inserción completa de dos o más barras de control?

En base a lo establecido por los criterios de los POE, ¿hubo fallo en la inserción de las barras de control cuyo movimiento se requiere en un disparo del reactor? Por ejemplo, en algunos PWR que usan luces indicadoras de inserción total de barras, si más de una luz de indicación de barra a fondo no se iluminó, debe contestarse “Sí” a esta pregunta. La base de este paso es determinar si se requiere la realización de acciones adicionales por los operadores como resultado de que no todas las barras se insertaran completamente. Acciones adicionales, tales como la boración de emergencia, imponen una complicación más allá de la respuesta normal a un disparo, que es lo que está intentando medir este indicador. Se permite que una barra no se inserte completamente ya que el diseño del núcleo tiene en cuenta que una barra quede completamente extraída en un disparo. Esta pregunta debe contestarse con los criterios contenidos en los POE que la planta ha usado para verificar que las barras de control se han insertado a fondo. En la realización de ese paso de los POEs, los operadores no deben haber necesitado aplicar las acciones de la columna de “Respuesta No Obtenida”. No se permiten otros medios que no estén especificados en los POE para esta decisión.

Para CN Trillo debe entenderse como la inserción de menos de 52-1 barras de control (capítulo 3.0.2 del M.O).

¿Falló el disparo de turbina?

¿Falló el disparo manual o automático de turbina según se requiere por el disparo del reactor? Para que resulte en un disparo con éxito, el caudal de vapor hacia la turbina debe aislarse por la lógica de disparo de turbina activada por señal de disparo del reactor o por una acción del operador usando un solo botón-pulsador o maneta-conmutador. El crédito a la acción del operador de disparar la turbina se basa en la actuación de la lógica de disparo

de turbina por acción del operador siguiendo los POEs. Las acciones de los operadores para cerrar válvulas o detener bombas para conseguir el disparo de turbina que consistan en la utilización de más de una acción simple, contabilizaría para este indicador como un fallo del disparo de turbina y como una complicación más allá de la respuesta normal a un disparo. En los disparos que ocurren antes de que la turbina esté en servicio o acoplada se debe contestar “No” a esta pregunta.

¿Se perdió la alimentación eléctrica a una barra de salvaguardias?

En el disparo del reactor o durante el periodo en que los operadores están respondiendo a un disparo del reactor usando los procedimientos de respuesta ante un disparo ¿se perdió la alimentación eléctrica a una barra de salvaguardias, no fue recuperada automáticamente por el sistema de corriente eléctrica de emergencia y permaneció desenergizada durante más de 10 minutos? Es aceptable dar crédito a las acciones de los operadores para re-energizar una barra de salvaguardias desde la Sala de Control para satisfacer esta pregunta.

Esta pregunta busca identificar una pérdida de energía eléctrica en cualquier momento, en la que la barra de salvaguardia no se ha energizado o su re-energización ha requerido más de 10 minutos. La barra debe:

- permanecer energizada hasta que se ha abandonado el procedimiento de respuesta ante un disparo, o
- reenergizarse automáticamente por el sistema de alimentación eléctrica de emergencia (es decir, los generadores Diesel), o
- reenergizarse por los operadores desde fuentes normales o de emergencia por medio del cierre de un interruptor desde la Sala de Control.

Esta pregunta aplica a todas las barras eléctricas de salvaguardia (interruptores, centros de fuerza, centros de control de motores y barras de corriente continua). No aplica a las cabinas de 120 voltios. Se espera que la acción del operador para re-energizar una barra de salvaguardia no lleve más de 10 minutos.

Para CN Trillo, debe entenderse la alimentación eléctrica a las barras de salvaguardia BU/BV/BW/BX.

¿Se recibió una señal de Inyección de Seguridad?

Durante la respuesta al disparo, ¿se generó una señal de inyección de seguridad, manual o automática? El propósito de esta pregunta es determinar si el operador debía responder a una condición anormal que requería la inyección de seguridad o responder a la actuación de equipos que normalmente no actúan en un disparo sin complicaciones. Esta cuestión incluye cualquier condición que amenace el inventario, la temperatura o la presión del primario lo suficiente como para requerir la inyección de seguridad. Debe contabilizarse una fuga grande de tubos del generador de vapor que requiera el disparo manual porque está más allá de la capacidad del sistema normal de carga, incluso si la inyección de seguridad no se ha usado, ya que se necesitarían bombas de carga adicionales para reponer inventario.

Para CN Trillo debe entenderse la generación de 2 de 3 Criterios de Refrigeración de Emergencia (2 de 3 CRE).

¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o era no recuperable tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Si estaba operando antes del disparo, ¿dejó de operar y no se pudo arrancar de nuevo durante la respuesta al disparo del reactor? Esta pregunta determina si el agua de alimentación principal podía usarse para alimentar a los generadores de vapor en caso necesario. La definición de “no recuperable usando procedimientos aprobados de la planta” permitirá que se conteste “No” si no hay restricción física que impida que el personal de operación arranque los equipos necesarios, alinee los sistemas requeridos, o cumpla la lógica requerida usando procedimientos aprobados y disponibles antes de que ocurriera el disparo⁶.

El personal de operación debe ser capaz de arrancar y operar los equipos requeridos usando alineamientos normales y procedimientos aprobados, normales, anormales o de emergencia, para alimentar el mínimo número de generadores de vapor que requieren los POE para satisfacer el criterio de sumidero de calor. Se permite la operación manual de las controladoras, incluso si normalmente su operación es automática, o de sus baipases, siempre que esté contemplado en los procedimientos. En las situaciones en que se requieren actividades de mantenimiento o alineamientos no procedimentados debe contestarse “Sí”. Adicionalmente, la recuperación del agua de alimentación debe ser capaz de alimentar a los generadores de vapor en un periodo razonable de tiempo. Los operadores deben ser capaces de arrancar una bomba de agua de alimentación principal y alimentar a los Generadores de Vapor en menos de 30 minutos desde el momento en que se determina la necesidad de usar el agua de alimentación principal. En las condiciones de arranque en las que el agua de alimentación principal no estaba en servicio antes del disparo, no debe considerarse esta cuestión y debe omitirse. Si hay características de diseño o prohibiciones de procedimiento que impiden el rearranque del agua de alimentación principal, esta pregunta debe contestarse “No” si el sistema de agua de alimentación principal estaba libre de daños o fallos que impedirían su función y está disponible para usarse.

Para CN Trillo debe entenderse la indisponibilidad de los sistemas RL y RR (pérdida simultánea de los dos sistemas).

¿Se necesitó entrar en otro POE para completar la respuesta al disparo?

Debe completarse la respuesta al disparo sin hacer una transición a un POE adicional después de haber entrado en el procedimiento de respuesta ante el disparo (la ES-0.1 para plantas de diseño Westinghouse). Este paso se usa para determinar si el disparo no tuvo

⁶ Puesto que algunos diseños de central no incluyen bombas eléctricas de Agua de Alimentación principal (sólo bombas accionadas por turbina), puede que no sea posible volver a arrancar las bombas de Agua de Alimentación principal sin que esté crítico el reactor. Estas centrales deberían contestar “No” a esta pregunta y seguir adelante.

complicaciones contando si se requirieron procedimientos adicionales aparte de la propia respuesta al disparo. Una planta que salga del procedimiento normal de respuesta ante un disparo sin usar otro procedimiento puede responder a este paso “No”. El uso discrecional de las Guías de Recuperación de Funciones de menor nivel (condición amarilla) es una excepción aceptada a este requisito. El uso del procedimiento de confirmación del diagnóstico es aceptable a menos que se requiera la transición a otro procedimiento.

Para CN Trillo debe entenderse la salida desde el Árbol de Decisión de Anomalías y Emergencias (ADAE) hacia un procedimiento del capítulo 3 del Manual de Operación.

Preguntas del diagrama de flujo para BWR (ver figura 2)

¿Falló la actuación del RPS en la indicación o en el establecimiento de un patrón de barras de núcleo frío y libre de xenón?

Se requiere la inserción de las barras que estaban extraídas para asegurar que se mantendrá el reactor parado bajo cualquier condición sin boro y para asegurar que el reactor tendrá el margen de parada requerido en un estado frío y libre de xenón.

Cualquier evaluación inicial que pone en cuestión la condición de parada del reactor requiere que se conteste “Sí” a esta pregunta, al igual que la entrada requerida en la rama de ATWS de los POE o el uso requerido del ARI. El fallo en la indicación de posición de barras en conjunción con la pérdida de las luces de inserción a fondo en un número suficiente de barras para poner en cuestión la parada del reactor, estando frío y libre de xenón, requiere que se conteste “Sí” a esta pregunta.

La base de este paso es determinar si se requieren acciones adicionales a los operadores para asegurar que la planta permanece en una condición de parada como resultado del fallo en la inserción total de las barras o de la indicación de la inserción total. Acciones adicionales, tales como la inserción de boro u otras acciones para insertar las barras para mantener la parada imponen una complicación más allá de la respuesta normal a un disparo. Esta pregunta debe ser evaluada usando los criterios contenidos en los POE de la planta que se han usado para verificar la inserción de las barras.

Tras el transitorio inicial, ¿hubo imposibilidad de establecer el control de presión de la vasija?

Para que haya éxito, la presión del reactor, tras el transitorio inicial, debe mantenerse sin usar las válvulas de alivio y seguridad (SRVs). El ciclado automático de las SRVs como resultado del transitorio inicial dará como resultado contestar “No” a la pregunta, pero el ciclado subsiguiente tras el transitorio inicial resultaría en una respuesta afirmativa. Adicionalmente, las SRVs no deben fallar en abierto. El fallo del sistema de control de presión (es decir, válvulas de turbina, válvulas de baipás, HPCI, RCIC, condensador de aislamiento) a mantener la presión del reactor, o una SRV que falla en abierto, cuentan para este indicador como una complicación más allá de una parada instantánea normal y daría lugar a una respuesta afirmativa a esta pregunta.

¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de clase IE o de salvaguardias?

En el disparo del reactor o durante el periodo en que los operadores están respondiendo a un disparo del reactor usando los procedimientos de respuesta ante un disparo ¿se perdió la alimentación eléctrica a una barra de salvaguardias, no fue recuperada automáticamente por el sistema de corriente eléctrica de emergencia y permaneció desenergizada durante más de 10 minutos? Es aceptable dar crédito a las acciones de los operadores para re-energizar una barra de salvaguardias desde la Sala de Control para satisfacer esta pregunta.

Esta pregunta busca identificar una pérdida de energía eléctrica en cualquier momento y de cualquier duración en la que la barra de salvaguardia no se ha energizado o su re-energización ha requerido más de 10 minutos. La barra debe:

- permanecer energizada hasta que se ha abandonado el procedimiento de respuesta ante un disparo, o
- reenergizarse automáticamente por el sistema de alimentación eléctrico de emergencia (es decir, los generadores Diesel), o
- reenergizarse por los operadores desde fuentes normales o de emergencia por medio del cierre de un interruptor desde la Sala de Control.

Esta pregunta aplica a todas las barras eléctricas de salvaguardia (interruptores, centros de fuerza, centros de control de motores y barras de corriente continua)⁷. No aplica a las cabinas de 120 voltios. Se espera que la acción del operador para re-energizar una barra de salvaguardia no lleve más de 10 minutos.

¿Se activó la señal de inyección por Nivel 1 o muy bajo nivel?

Durante la respuesta al disparo, ¿se generó una señal automática o manual de inyección por Nivel 1 o muy bajo nivel? Lo que se pretende identificar en esta cuestión es si el operador tenía que responder a condiciones anormales que requirieron la inyección de seguridad de baja presión o la actuación de equipos adicionales que normalmente no actuarían en un disparo sin complicaciones. Esta pregunta debe incluir cualquier condición que haya amenazado el inventario de la vasija o la presión del pozo seco de forma lo suficientemente severa como para requerir una inyección de seguridad. Alternativamente, para plantas que no tienen una señal de nivel de actuación de salvaguardias tecnológicas de alta presión que sea distinta de la señal de actuación de salvaguardias tecnológicas de baja presión, la pregunta sería, ¿se requirió la inyección de seguridad de baja presión?

⁷ Las centrales con barra dedicada para el rociado de alta presión del núcleo (HPCS) no deben contabilizar pérdidas de alimentación a la barra de salvaguardias dedicada del HPCS en este indicador.

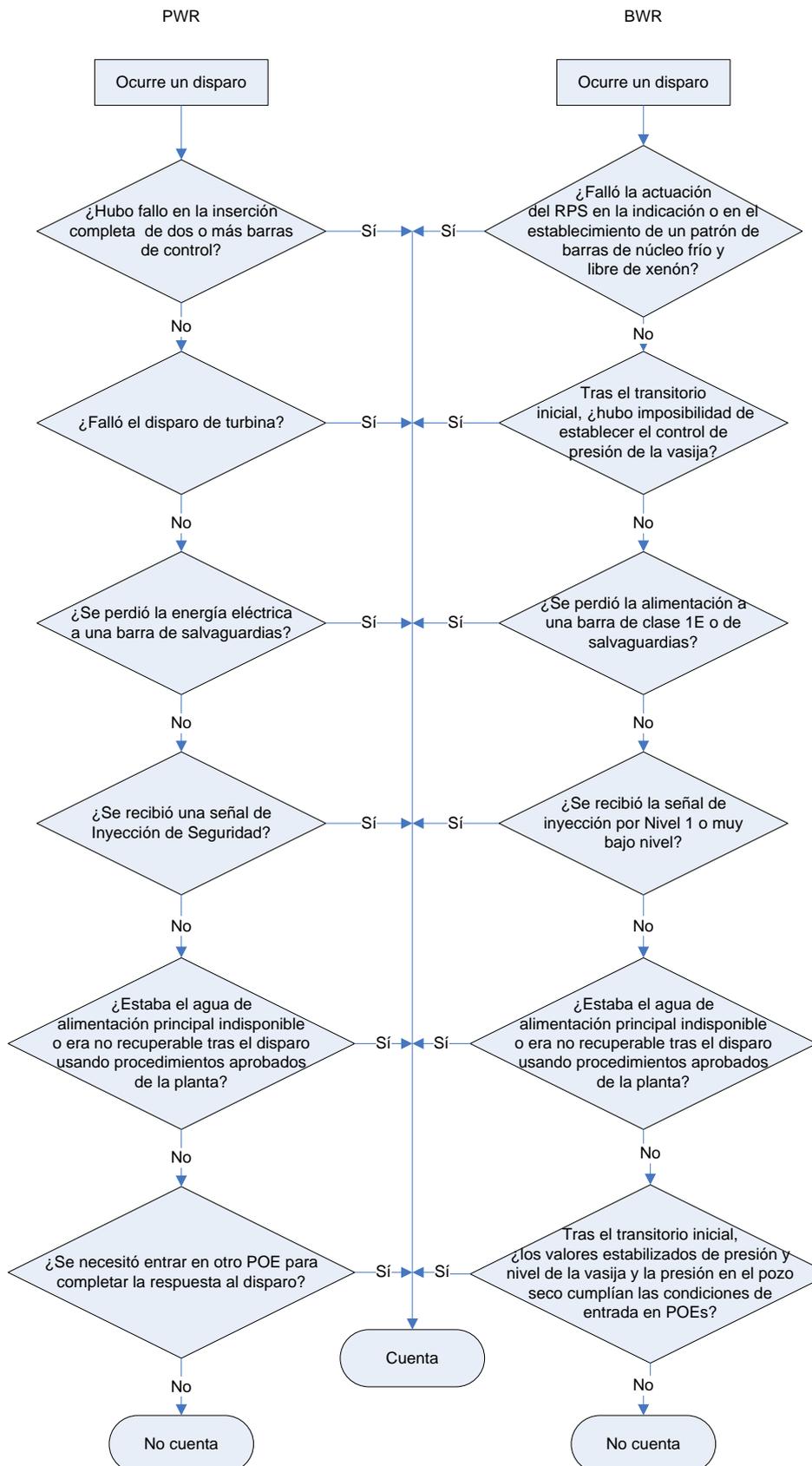
¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o era no recuperable tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Si estaba operando antes del disparo, ¿dejó de operar y no se pudo arrancar de nuevo durante la respuesta al disparo del reactor? Esta pregunta determina si el agua de alimentación principal podía usarse para alimentar a la vasija en caso necesario. La definición de “no recuperable usando procedimientos aprobados de la planta” permitirá que se conteste “No” si no hay ninguna restricción física que impida que el personal de operación arranque los equipos necesarios, alinee los sistemas requeridos, o cumpla la lógica requerida usando procedimientos aprobados y disponibles antes de que ocurriera el disparo.

El personal de operación debe ser capaz de arrancar y operar los equipos requeridos usando alineamientos normales y procedimientos aprobados normales o anormales. Se permite la operación manual de las controladoras, incluso si normalmente su operación es automática, o de sus baipases, siempre que esté contemplado en los procedimientos. En las situaciones en que se requieren actividades de mantenimiento o alineamientos no procedimentados debe contestarse “Sí”. Adicionalmente, la recuperación del agua de alimentación debe ser capaz de alimentar a la vasija en un periodo razonable de tiempo. Los operadores deben ser capaces de arrancar una bomba de agua de alimentación principal y alimentar a la vasija en menos de 30 minutos desde el momento en que se reconoce la necesidad de usar el agua de alimentación principal. En las condiciones de arranque en las que el agua de alimentación principal no estaba en servicio antes del disparo, no debe considerarse esta cuestión y debe omitirse.

Tras el transitorio inicial, ¿los valores estabilizados de presión y nivel de la vasija y la presión en el pozo seco cumplían las condiciones de entrada en POEs?

Esta pregunta se usa para determinar si el disparo fue sin complicaciones y no requirió el uso de otros procedimientos más allá de la respuesta normal a un disparo. Tras el transitorio inicial, que se mantenga la presión en la vasija y en el pozo seco por debajo de los valores para entrar en los POE y el nivel en la vasija por encima del valor de entrada a POE, permite que se conteste “No”. La necesidad de permanecer en los POE a causa de los valores de presión o nivel de agua del reactor y presión del pozo seco indica complicaciones más allá de un disparo típico. Adicionalmente, señales repetidas de disparo por nivel del reactor durante el transitorio inicial indican que el nivel no está estabilizado y requieren que se conteste “Sí” a esta pregunta.



PILAR DE SISTEMAS DE MITIGACIÓN

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este pilar es vigilar la disponibilidad, fiabilidad y capacidad de los sistemas que mitigan los efectos de los sucesos iniciadores para evitar el daño al núcleo.

Los titulares reducen la probabilidad de daño al núcleo si mantienen la disponibilidad y fiabilidad de los sistemas de mitigación. Estos sistemas de mitigación incluyen aquellos sistemas asociados con la inyección de seguridad, la extracción de calor residual y sus sistemas soporte, como la alimentación de corriente alterna de emergencia. Este pilar incluye sistemas de mitigación que responden tanto en situación de operación a potencia como en parada.

Las definiciones y guía contenidas en esta sección son únicamente para utilizar en el Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC), aunque pueden ser similares a otros usados en la Regla de Mantenimiento u otras aplicaciones, por lo tanto, la diferencia de estas definiciones y guías con las de otras aplicaciones son deliberadas y sirven para cumplir los requisitos del SISC.

Aunque los sistemas de seguridad son generalmente los diseñados para mitigar accidentes base de diseño, no todos ellos tienen la misma importancia para el riesgo. Los APS han demostrado que el riesgo no solo está relacionado con los sistemas frontales de mitigación, sino que también son importantes los sistemas soporte y equipos asociados, por lo que se consideran tanto estos sistemas soporte como los equipos asociados para seleccionar los indicadores de funcionamiento de este pilar.

Puesto que no se pueden vigilar todos los aspectos de funcionamiento de las centrales mediante estos indicadores, se complementarán con las inspecciones base periódicas informadas por el riesgo.

M1.- INDICE DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN (IFSM)

Propósito

Este indicador monitoriza el funcionamiento de ciertos sistemas que han sido seleccionados por su capacidad para realizar funciones significativas para el riesgo. El seguimiento se basa en el análisis de tres elementos del sistema: la indisponibilidad, la infiabilidad y los límites de funcionamiento de cada componente seleccionado del sistema. El índice se usa para determinar la importancia acumulada de fallos y de indisponibilidades en el periodo de tiempo bajo observación.

Definición

Índice de Funcionamiento de los Sistemas de Mitigación (IFSM) es la suma de las desviaciones detectadas en la evaluación simplificada de la frecuencia de daño al núcleo a potencia debido a diferencias en la indisponibilidad e infiabilidad del sistema con respecto al comportamiento promedio de la industria. Este indicador se complementa con los límites de funcionamiento de los componentes clave del sistema.

El IFSM se calcula para cada uno de los cinco sistemas siguientes, por cada tipo de diseño.

Plantas con diseño BWR

- Sistema de Generadores Diesel de Emergencia
- Sistema de Inyección a Alta Presión (Inyección de Refrigerante a Alta Presión)
- Sistema de Refrigeración del Núcleo Aislado o Condensador de Aislamiento
- Sistema de Evacuación del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 2 del Anexo I)
- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

Plantas con diseño PWR (Westinghouse)

- Sistema de Corriente Alterna de Emergencia
- Sistema de Inyección de Seguridad a Alta Presión
- Sistema de Agua de Alimentación Auxiliar
- Sistema de Evacuación del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 2 del Anexo I)
- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

Plantas con diseño PWR (KWU)

- Sistema de Generadores Diesel de Salvaguardia
- Sistema de Inyección de Seguridad a Alta Presión
- Sistema de Agua de Alimentación de Emergencia
- Sistema de Extracción del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 2 del Anexo I)
- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

Datos a aportar

Los datos que debe notificar trimestralmente cada central, para cada uno de los sistemas seleccionados, son:

- Índice de Disponibilidad (UAI) de cada sistema monitorizado
- Índice de Infiabilidad (URI) de cada sistema monitorizado
- Sistemas que han excedido el límite de funcionamiento de sus componentes.

En caso de que la central tenga dos unidades, se obtiene un valor de indicador para cada una de ellas, siendo necesaria la recopilación de datos para cada una de ellas. Si así se estima oportuno, se pueden obtener los valores de los parámetros para el cálculo del UAI y del URI específico de cada una de las unidades.

A efectos prácticos, las centrales suministran al CSN los datos básicos sobre indisponibilidades, fallos, horas de operación y demandas.

Cálculo

El IFSM de cada sistema es la suma del índice UAI debido a su indisponibilidad más el índice de infiabilidad URI correspondientes a los últimos doce trimestres.

$$MSPI = UAI + URI$$

En el Apéndice 2 del Anexo I se indica la metodología de cálculo del UAI, URI y de los límites de funcionamiento de los componentes del sistema.

Los límites de funcionamiento de los componentes de cada sistema se calculan como el máximo número de fallos permitidos (Fm), considerando el número de demandas y las horas de operación de dicho sistema. El número de fallos reales de los equipos del sistema (Fa) se compara con este límite. Esta comprobación sólo aplica al umbral entre la franja verde y blanca, es decir, siempre que IFSM sea $\leq 10^{-6}$.

Definición de términos

Indisponibilidad: en el contexto de este procedimiento, es el cociente entre las horas durante las cuales un tren del sistema no puede realizar sus funciones monitorizadas (tal y como se define en los límites de trenes y sistemas⁸, criterios de éxito y tiempos de misión del APS), debido a actividades de mantenimiento, tanto planificadas como no, mientras el reactor está crítico, respecto al número total de horas en que el reactor está crítico. (No se incluyen las horas de exposición al fallo; las horas de indisponibilidad se cuentan únicamente desde el momento de descubrimiento de la condición de fallo hasta el momento en que se recupera la función del tren monitorizado). El momento del descubrimiento del fallo en un componente monitorizado se inicia en el momento en que el Titular determina que ha ocurrido un fallo o en el momento en el que una evaluación determina que el tren no hubiera sido capaz de cumplir su función (sus funciones) monitorizada(s). En todos los casos en que se haya declarado inoperable un componente debido a una condición degradada, si el componente se considera disponible, debe haber una base documental para tal determinación; de otro modo, se supondrá un fallo y se contabilizará la indisponibilidad no planificada. Si el componente está degradado pero se considera operable, el proceso de inspección determinará si se han completado a tiempo las evaluaciones adicionales.

Infiabilidad: es la probabilidad de que el tren o sistema no realice su función monitorizada, tal y como se define en los criterios de éxito y los tiempos de misión del APS cuando se requiera su actuación.

Valores de referencia: son aquellos valores de indisponibilidad e infiabilidad que sirven de base en la comparación con las medidas obtenidas en la planta.

Límite de funcionamiento de los componentes: es una medida de funcionamiento degradado que indica cuándo el funcionamiento de un componente monitorizado en un sistema de mitigación es significativamente peor que el valor de la industria esperado.

Funciones significativas para el riesgo: las funciones realizadas en condición de potencia, que se consideran significativas para el riesgo. En el cálculo del IFSM se consideran aquellas que son significativas según la Regla de Mantenimiento (RM), y cuyos requisitos son descritos más adelante en guías detalladas, para cada sistema específico, en el Apéndice 2 del Anexo I. Estas funciones significativas para el riesgo están modeladas en el APS de la planta. Los requisitos de los sistemas y equipos para realizar la función significativa para el riesgo vendrán determinados por los criterios de éxito y tiempos de misión del APS y por los límites del sistema⁹.

Tiempo de misión: tiempo de misión modelado en el APS durante el cual se satisface la función monitorizada de alcanzar una condición estable. En el APS, el valor típico de tiempo de misión es de 24 horas, aunque podrían ser intervalos de tiempo distintos, si así se están utilizando en el APS específico.

Criterios de éxito: parámetros específicos a un tren o sistema de la planta requeridos para realizar las funciones monitorizadas. Los criterios de éxito utilizados son aquellos que están documentados en el APS específico de la planta. Los criterios definidos en las Bases de Diseño deberían emplearse en caso de no disponer de criterios de éxito documentados en el APS.

⁸FAQ 486

⁹FAQ 486

La capacidad de cada componente se evalúa considerando el criterio de éxito del tren o sistema (por ejemplo, el tiempo de apertura de una válvula podría exceder el valor indicado en los requisitos ASME, pero si la válvula abre en el tiempo indicado en los criterios de éxito del APS, desde el punto de vista del indicador, el componente no habría fallado y se ha satisfecho la función).

Umbral de valoración

Las reglas de decisión para poder asignar un color, según sea el funcionamiento del sistema, son:

$IFSM \leq 10^{-6}$ $Fa \leq Fm$	$IFSM \leq 10^{-6}$ $Fa > Fm$	$10^{-6} < IFSM \leq 10^{-5}$	$10^{-5} < IFSM \leq 10^{-4}$	$10^{-4} < IFSM$
VERDE	BLANCO		AMARILLO	ROJO

Notas aclaratorias

Condiciones del APS específico de las plantas

En la implantación del IFSM, las plantas utilizan parámetros, componentes, límites de sistemas, etc., extraídos de sus APS. Por ello, se requiere un nivel de calidad y robustez en los APS, que en el caso concreto de España no es preciso contrastar. Los APS de las plantas españolas se revisan y evalúan por el CSN. Por tanto, no sería aplicable la sección II del Apéndice G del NEI 99-02 (Ref. 1) correspondiente a la revisión de los requisitos de los APS como soporte del cálculo del IFSM.

Documentación

Cada Titular dispondrá los límites de los sistemas, componentes monitorizados, funciones monitorizadas y criterios de éxito para ser inspeccionados por el CSN. Adicionalmente, la información específica de la planta que se emplea en la aplicación del Apéndice 2 del Anexo I también deberá estar disponible para posibles inspecciones del CSN, para lo cual se seguirá el formato y las indicaciones del Apéndice 3 del Anexo I.

Revisiones de los modelos de APS:

Se actualizarán los coeficientes de IFSM (las medidas de importancia de Birnbaum que se obtienen directamente de los APS específicos de cada planta) el trimestre siguiente a la remisión al CSN de una actualización de su APS de acuerdo al apartado 4.1 de la IS-25. Esta modificación se transmitirá al CSN en la forma de una actualización del manual de cálculo de IFSM de la central. Los cambios en los coeficientes se introducirán en la aplicación el mismo trimestre de su remisión al CSN, y surtirán efecto para los datos reportados en ese trimestre. Por ejemplo, si el modelo de APS se remite al CSN en marzo (primer trimestre), el manual de cálculo de IFSM deberá remitirse durante el segundo trimestre y los coeficientes se actualizarán de manera que surtan efecto en el envío de

indicadores del segundo trimestre, es decir, en el envío que se realiza del 1 al 21 de octubre¹⁰.

Revisiones de la información no proveniente de los APS:

Para el cálculo del IFSM se precisa también información de planta que no se obtiene a partir de las medidas de importancia de sucesos del APS. La actualización de la información que no proviene directamente de los modelos de APS (por ejemplo, datos de indisponibilidad planificada de referencia, estimación de demandas y horas de operación) puede afectar al tanto al documento base de IFSM como a las entradas de datos en la aplicación de indicadores. Cuando se requiera un cambio en esa información, deberá actualizarse el documento base de IFSM y la aplicación de indicadores previamente a la incorporación de los nuevos datos en la aplicación. Esta información será efectiva en el trimestre de recepción en el CSN del manual de cálculo del IFSM de la central¹¹. Nótese que, en general, esta información estará incluida como datos en los APS, si bien su tratamiento puede ser distinto en algunos casos puntuales. Por ello se singulariza en este apartado.

Modificaciones en la planta. Debe evaluarse el impacto de los cambios de diseño en la central en cuanto a su impacto en el documento base del indicador IFSM, en los datos de entrada al indicador y en los valores de los parámetros de la aplicación de indicadores. La IS-25 indica las condiciones por las que debe actualizarse el APS ante este tipo de cambios en la central. Las modificaciones en la central pueden implicar cambios tanto en los modelos de APS como en la información para IFSM que no se calcula mediante el APS o tener un impacto limitado a una de las dos partes. Deben quedar reflejadas en los documentos base de IFSM aquellas modificaciones al diseño de la planta que tienen como resultado cambios en los límites de trenes o segmentos, componentes monitorizados o afectan a funciones monitorizadas o criterios de éxito del APS. El documento base de IFSM debe remitirse al CSN a tiempo de incorporar los parámetros a la aplicación de indicadores en el trimestre en que vayan a hacerse efectivos, esto es, al menos una semana antes de la finalización del trimestre. El documento base de IFSM contendrá también las modificaciones de diseño que afecten a subcomponentes internos de un componente monitorizado siempre que el subcomponente se describa en el documento base de IFSM. Adicionalmente, si se hacen modificaciones a subcomponentes en los límites de un componente monitorizado (como el cambio de un regulador de tensión de corriente alterna por otro de tipo distinto) y tal subcomponente se describe en el documento base, el documento base debe actualizarse para reflejar la modificación del subcomponente a tiempo de incorporar los parámetros a la aplicación de indicadores en el trimestre en que vayan a hacerse efectivos, esto es, al menos una semana antes de la finalización del trimestre. Si las modificaciones de planta tienen impacto potencial en el modelo de APS de forma que afecte a los resultados de IFSM, se deberá evaluar la modificación para determinar si tiene como resultado un cambio de un factor tres e los valores corregidos de importancia de Birnbaum de un tren o componente monitorizado por IFSM. Si el nuevo valor de importancia de Birnbaum es mayor que $1E-6$, se deberá actualizar el documento base de IFSM para reflejar el Nuevo valor de importancia de Birnbaum a tiempo de incorporar los parámetros a la aplicación de indicadores en el trimestre en que vayan a hacerse efectivos, esto es, al menos

¹⁰Rev 6, FAQ 477.

¹¹Rev 6, FAQ 477.

una semana antes de la finalización del trimestre. Nótese que se permite el uso de evaluaciones suplementarias para estimar los inputs de IFSM revisados cuando hay cambios pendientes en el APS como medida transitoria hasta que se actualice el modelo de APS¹².

Sistemas monitorizados

Los sistemas para la monitorización son seleccionados según sea su importancia en la prevención de daño al núcleo. Los sistemas principales son capaces de mantener el inventario de refrigerante del reactor en caso de pérdida de refrigerante, de extraer el calor residual tras un disparo del reactor o pérdida del agua de alimentación principal, y de suministrar corriente alterna de emergencia si se produce la pérdida de energía exterior. Por otro lado, se monitoriza igualmente el sistema soporte a la refrigeración, que se considera significativo para el riesgo, suministrando agua de servicio y agua de refrigeración de componentes, o bien una refrigeración directa de los otros sistemas monitorizados. Las indisponibilidades de otros sistemas soporte, tales como HVAC, refrigeración de salas, corriente continua, aire de instrumentos, etc., no se trasladan, en cascada, a los sistemas monitorizados frontales en el cálculo de este indicador. A los efectos del IFSM, un fallo en un componente de un sistema soporte que está fuera de los límites de los trenes y del sistema monitorizado no resultará en una indisponibilidad de un tren o fallo de un componente monitorizado¹³.

Sistemas diversos

Excepto lo explícitamente establecido en la definición y el desarrollo del cálculo del IFSM, no se da crédito al cumplimiento de las funciones monitorizadas por otros sistemas que no entran en el alcance del IFSM para la determinación de los índices UAI y URI de los sistemas monitorizados.

Uso de los modelos completos del APS específicos de las plantas

El IFSM es una aproximación que utiliza la información del APS de la planta y es entendido como un indicador del funcionamiento del sistema. No es necesario obtener, para el cálculo del IFSM, un modelo de APS más preciso, siempre y cuando se mantenga coherencia con las pautas de esta guía.

¹²FAQ 477

¹³FAQ 486

M2.- FALLOS FUNCIONALES DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD

Propósito

Este indicador vigila sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas necesarios para

1. Parar el reactor y mantenerlo en condición de parada,
2. Extraer el calor residual,
3. Controlar la liberación del material radiactivo, o
4. Mitigar las consecuencias de los accidentes.

Definición

Número de sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas en los cuatro trimestres anteriores.

Datos a aportar

Se notifican trimestralmente los siguientes datos para cada unidad:

- El número de fallos funcionales de sistemas de seguridad identificados en el trimestre anterior.

Expresión de cálculo

El valor del indicador es el número total de fallos funcionales de sistemas de seguridad en los cuatro trimestres anteriores.

Definición de términos

Fallo funcional de un sistema de seguridad (FFSS) es cualquier suceso o condición que por sí mismo ha impedido, o podría haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas necesarios para

1. Parar el reactor y mantenerlo en condición de parada,
2. Extraer el calor residual,
3. Controlar la liberación del material radiactivo, o
4. Mitigar las consecuencias de los accidentes.

El indicador incluye una gran variedad de sucesos o condiciones, desde fallos reales a la demanda, hasta fallos potenciales atribuibles a distintas causas, incluyendo cualificación ambiental, cualificación sísmica, error humano, errores de diseño o de montaje, etc. Muchos FFSS no son fallos reales de equipos de la central.

Debido a que la contribución al riesgo de las estructuras y sistemas incluidos en el FFSS varía considerablemente, y debido a que se incluyen tanto fallos potenciales como reales, no es posible asignar una significación al riesgo a este indicador. La intención es usarlo como precursor de problemas más importantes de equipos.

Umbral de valoración

BWR:

- Verde: $M2 \leq 6$
- Blanco: $6 < M2$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

PWR:

- Verde: $M2 \leq 5$
- Blanco: $5 < M2$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

Notas aclaratorias

Este indicador coincide en su definición con el criterio F7 de la Instrucción de Seguridad 10. Para la interpretación exacta de este indicador, y la identificación de aquellos sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de una función de seguridad, se seguirán las directrices recogidas en el NUREG-1022 de la U.S. NRC (específicamente en su sección 3.2.7 incluida en el Apéndice 7), actualizado en las menciones a la GL 91-18 a lo contenido en el RIS 2005-20; salvo aquellos aspectos específicos que quedan establecidos en la presente guía. Los casos en que surjan dudas en la aplicación de esta guía y el citado NUREG-1022, se resolverán individualmente mediante consulta al CSN. Cualquier suceso notificable por otro criterio distinto del F7, deberá ser analizado para determinar si además pudiera impedir el cumplimiento de una función de seguridad, tal y como se describe en el NUREG-1022 y el RIS 2005-20, y, en aplicación de la IS-10, deberá marcarse la casilla correspondiente

Evolución planificada para mantenimiento o pruebas de vigilancia: los siguientes tipos de sucesos o condiciones no contarán para este indicador: Puesta fuera de servicio de sistemas, o partes de sistemas, como parte de una evolución planificada de mantenimiento o de pruebas de vigilancia.

“Planificada” significa que la actividad se realiza voluntariamente, a criterio del Titular, y que no se requiere restaurar la operabilidad para continuar la operación de la planta.

Suceso único que afecta a varios sistemas: cuenta como un solo fallo.

Ocurrencias múltiples del fallo de un sistema: el número de fallos a contar depende de si el sistema se declaró operable en el intervalo entre los fallos. Se contarán múltiples fallos si el

Titular sabe que existe el problema, intenta corregirlo y considera el sistema como operable, pero después encuentra que el sistema estaba inoperable durante todo el tiempo, independientemente de que sean notificados en un mismo suceso notificable. Pero si el Titular sabe que existe un problema potencial y declara el sistema inoperable, los fallos posteriores del sistema no se contarán mientras el sistema no sea declarado operable. De modo análogo, en situaciones en las que el Titular no se dé cuenta de que existe un problema (y por tanto no puede declarar el sistema inoperable intencionalmente, o resolverlo), sólo se contará como un fallo.

Fallos adicionales: un fallo que lleve a una evaluación en la que se encuentren más fallos, sólo se cuenta como un fallo; los problemas adicionales encontrados durante la evaluación no se cuentan, incluso si las causas o los modos de fallo son distintos. La intención es no contar sucesos adicionales cuando se encuentran problemas durante la resolución del problema original.

Análisis de ingeniería: Los sucesos en los que el Titular declare un sistema inoperable pero más tarde se determina mediante análisis que el sistema puede realizar su función, no contarán como fallo, incluso aunque el sistema hubiera debido ponerse fuera de servicio para realizar el análisis.

Fecha de notificación: Los sucesos FFSS se contabilizarán en el trimestre en el que son identificados (por ejemplo: fecha del informe de suceso notificable, inspección, Acta de Inspección que identifica el hallazgo, etc.). Se deberá incluir la referencia al ISN en el campo de Observaciones de la aplicación informática.

PILAR DE INTEGRIDAD DE BARRERAS

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este pilar es proporcionar una garantía razonable de que las barreras físicas de seguridad previstas en el diseño (vainas de combustible, sistema de refrigeración del reactor y contención) protegen al público de escapes radiactivos provocados por accidentes o sucesos iniciadores. Estas barreras son un elemento importante para cumplir el cometido del CSN de asegurar una adecuada protección para la seguridad y la salud del público. Los indicadores de funcionamiento ayudan a vigilar la funcionalidad de las varillas de combustible y del sistema de refrigeración del reactor. Actualmente no existe ningún indicador de comportamiento de la barrera de contención; éste se asegurará a través del programa de inspecciones.

Hay dos indicadores para este pilar:

1. Actividad específica del sistema de refrigerante del reactor.
2. Fugas identificadas del sistema de refrigerante del reactor.

B1.- ACTIVIDAD ESPECÍFICA DEL SISTEMA DE REFRIGERANTE DEL REACTOR

Propósito

Este indicador vigila la integridad de las varillas de combustible, la primera de las 3 barreras de prevención de escape de los productos de fisión. Mide la radiactividad en el sistema de refrigerante del reactor como indicador de la funcionalidad de las varillas de combustible.

Definición

La actividad mensual máxima según la definición de las Especificaciones de Funcionamiento, expresado en porcentaje del límite indicado en las Especificaciones de Funcionamiento. Las centrales deben utilizar las unidades que sirven para establecer los límites en sus Especificaciones de Funcionamiento.

Datos a aportar

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- Actividad máxima, según se define en las Especificaciones de Funcionamiento, estando la central en régimen estacionario de potencia, para cada mes del trimestre anterior (se notifican 3 valores), calculada tal y como requieren las Especificaciones de Funcionamiento.
- Límite de las Especificaciones de Funcionamiento.

Expresión de cálculo

El indicador se calcula como sigue:

$$B1 = \frac{\text{Máxima actividad mensual en el sistema de refrigerante del reactor}}{\text{Límite de actividad de las Especificaciones de Funcionamiento}} \times 100$$

Definición de términos

(En blanco)

Umbral de valoración

- Verde: $B1 \leq 50\%$
- Blanco: $50\% < B1 \leq 100\%$
- Amarillo: $B1 > 100\%$
- Rojo: N/A

Notas aclaratorias

Este indicador se registra mensualmente y se notifica trimestralmente.

El indicador se calcula usando la misma metodología, hipótesis y condiciones que para el cálculo de las Especificaciones de Funcionamiento. Si se utiliza más de un método para cumplir con las Especificaciones de Funcionamiento, se deben utilizar los resultados del método que fue utilizado en su momento para satisfacer las Especificaciones de Funcionamiento.

El régimen estacionario se define como operación continua durante al menos 3 días, a un nivel de potencia que no varíe más de $\pm 5\%$.

Este indicador vigila la integridad de las vainas en régimen estacionario a potencia. Los picos de actividad específica del sistema de refrigerante del reactor en transitorios de cambios de potencia, paradas y disparos no suministran necesariamente un indicador fiable de la integridad de las vainas y no deben ser incluidos en el máximo mensual de este indicador.

No se notifican los niveles correspondientes a las muestras que se hayan tomado usando la metodología de las Especificaciones de Funcionamiento durante las paradas. Sin embargo, se deben notificar los niveles correspondientes a las muestras tomadas con más frecuencia de lo exigido en régimen estacionario usando la metodología de las Especificaciones de Funcionamiento. Si no se requiere el cálculo de la actividad del sistema de refrigerante del reactor durante todo el mes por las condiciones de la central, el campo de los datos se deja en blanco para ese mes, y se selecciona el estado "Final-N/D".

Los titulares de centrales nucleares deben usar el límite más restrictivo según la regulación vigente (por ejemplo Especificaciones de Funcionamiento o condiciones de licencia). Sin embargo, si el límite más restrictivo según la regulación vigente es insuficiente para garantizar la seguridad de la central, entonces se aplicará la Administrative Letter 98-10, la cual establece que la imposición de controles administrativos es una acción correctiva aceptable a corto plazo. Cuando un control administrativo está vigente como medida transitoria para garantizar que se cumplan los límites de las Especificaciones de Funcionamiento y asegurar la seguridad y salud públicas, debe emplearse ese límite administrativo para este indicador.

B2.- FUGAS DEL SISTEMA DE REFRIGERANTE DEL REACTOR

Propósito

Este indicador vigila la integridad de la barrera de presión del sistema de refrigerante del reactor, la segunda de las 3 barreras de prevención de escape de productos de fisión. Mide la fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor como porcentaje del valor de la tasa de fugas identificadas permitidas en las Especificaciones de Funcionamiento, para proporcionar una indicación de la integridad del sistema de refrigerante del reactor.

Definición

La máxima fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor en litros por minuto cada mes según la definición de las Especificaciones de Funcionamiento, y expresada como porcentaje del límite de las Especificaciones de Funcionamiento.

Datos a aportar

Cada trimestre deben notificarse los siguientes datos:

- La fuga máxima identificada del sistema de refrigerante del reactor para cada mes en el trimestre anterior (3 valores).
- Límite de las Especificaciones de Funcionamiento

Expresión de cálculo

El valor de cada unidad para este indicador se calcula como sigue:

$$B2 = \frac{\text{Máxima fuga identificada mensual en el sistema de refrigerante del reactor}}{\text{Límite de fuga identificada de las Especificaciones de Funcionamiento}} \times 100$$

Definición de términos

Fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor según se define en las Especificaciones de Funcionamiento.

Umbral de valoración

- Verde: $B2 \leq 50\%$
- Blanco: $50\% < B2 \leq 100\%$
- Amarillo: $B2 > 100\%$
- Rojo: No existe umbral rojo.

Notas aclaratorias.

Este indicador se registra mensualmente y se notifica trimestralmente.

En aquellas centrales que no tengan definido en sus Especificaciones de Funcionamiento un límite de fuga identificada, el indicador se calculará utilizando la tasa total de fugas de refrigerante del reactor en lugar de la tasa de fugas identificadas, tanto en los datos medidos como en el límite de las Especificaciones de Funcionamiento, de modo que el cálculo sea coherente al utilizar valores comparables entre sí.

Se incluirá en el cálculo de este indicador cualquier determinación de fuga del sistema de refrigerante del reactor realizada de acuerdo con la metodología de las EF de la planta. Si, por las condiciones de la central, durante todo el mes no se requieren cálculos de sistema de refrigerante del reactor, el campo de los datos se deja en blanco para ese mes, y se selecciona el estado "Final-N/D".

Si la fuente de la fuga y el punto de recogida de la misma fueran desconocidos durante el periodo de la fuga, y el punto de recogida real no fuera un tanque vigilado o sumidero utilizado para el procedimiento de cálculo de fuga del sistema de refrigerante del reactor, entonces, para el cálculo de este indicador, la fuga no se considera fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor y no se incluye en los datos de este indicador. Las fugas del sistema de refrigerante del reactor no recogidas en este indicador deben evaluarse mediante el programa de inspección.

PILAR DE PREPARACIÓN PARA LAS EMERGENCIAS

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este pilar es asegurar que la Central es capaz de adoptar adecuadamente medidas que protejan la salud y la seguridad del público durante una emergencia.

La central mantiene esta capacidad mediante la participación de la Organización de Respuesta a las Emergencias en cursos, ejercicios, experiencias operativas, entrenamientos y en prácticas de identificación de problemas y su resolución. Los indicadores asociados a la Preparación para las Emergencias proporcionan, indicación cuantitativa, sobre la capacidad del Titular para adoptar adecuadamente las medidas previstas para proteger la salud y la seguridad del público. Estos indicadores permiten la supervisión por el CSN de los programas del Titular para la preparación y planificación de emergencias en el emplazamiento. La preparación y planificación de las emergencias en el exterior del emplazamiento no forman parte de este pilar al no ser de responsabilidad del Titular de la central.

La protección de la salud y la seguridad del público se garantizan mediante una filosofía de defensa en profundidad basada en: el diseño y la operación segura del reactor, los sistemas y medidas de mitigación en operación, el sistema de barreras múltiples para prevenir el escape de productos de fisión y en la preparación para las emergencias.

Para el caso de las centrales nucleares con dos unidades, y de modo general, se considerará el mismo valor numérico para cada unidad ya que los indicadores del pilar de emergencias del SISC han sido definidos basándose en los requisitos del PEI, y éste es único para cada planta independientemente de si tiene una o dos unidades. Por tanto, los datos globales de los indicadores deben incorporarse al fichero de cada unidad. En el caso de emergencias reales, y siempre que el suceso iniciador por el que se activara el PEI implicara a una única unidad, los datos correspondientes a los indicadores E1 y E2 se incorporarían únicamente a la unidad afectada.

Los indicadores del Pilar de Preparación para las Emergencias son:

- Respuesta ante situaciones de emergencia y simulacros.
- Organización de emergencia.
- Instalaciones, equipos y medios.

E1.- RESPUESTA ANTE SITUACIONES DE EMERGENCIA Y SIMULACROS

Propósito

El indicador vigila la rapidez y acierto del Titular de la instalación en sus actos de identificación, declaración, notificación a las autoridades y determinación de las medidas de mitigación, corrección, protección y asistencia al personal dentro del emplazamiento.

Definición

El indicador mide el porcentaje (%) de acciones de notificación ejecutadas de acuerdo a los criterios establecidos en este documento y en plazo, respecto al total requerido que se presenten en una emergencia real o al total previsto que se simule en los simulacros oficiales del PEI, en los dos últimos años.

A efectos de este procedimiento, se entiende por acción de notificación el envío del formato de notificación de emergencia oficial con la identificación y declaración de los sucesos iniciadores y de cualquiera de los sucesos y acciones llevadas a cabo durante los simulacros y emergencias reales que también requieren notificación a las autoridades así como la realización de la comunicación telefónica preceptiva de éstos.

Datos a aportar

Los datos de cálculo del indicador serán:

Número total (N) de acciones de notificación requeridas de situaciones que se presenten en una emergencia real o se simulen en los simulacros oficiales del PEI. Resulta de la suma de la notificación escrita y la comunicación oral de cada uno de los sucesos y acciones que requieren notificación al conjunto de autoridades. El requerimiento de notificación queda determinado en el PEI. Los criterios de cómputo quedan determinados en este procedimiento.

Número de acciones de notificación escritas y orales (AC) realizadas de acuerdo a los criterios establecidos en este documento y dentro de los plazos de tiempo establecidos en el PEI: 30 minutos (voz) y 60 minutos (fax), o correo electrónico autenticado.

Este indicador se calculará con frecuencia ANUAL e incluirá los datos de los 2 últimos años

Expresión de cálculo

La expresión de cálculo del indicador será,

$$E1 = \frac{\sum_{i=1}^2 AC_i}{\sum_{i=1}^2 N_i} \times 100$$

Definición de términos

AC_i: Sumatorio de acciones de notificación realizadas correctamente (de acuerdo a este procedimiento) y en plazo.

N_i: Sumatorio de acciones de notificación requeridas, de acuerdo a los escenarios (simulacro) y desarrollo de situaciones (emergencia), aplicados a cada uno de los dos años de cálculo. El requerimiento de notificación queda determinado en el PEI. Los criterios de cómputo quedan determinados en este procedimiento.

Umbral de valoración

- * Verde: $E1 \geq 90\%$
- * Blanco: $90\% > E1 \geq 70\%$
- * Amarillo: $70\% > E1$
- * Rojo: No existe umbral rojo.

Notas aclaratorias

Las actuaciones del Titular de la instalación para hacer frente a una situación de emergencia están establecidas en el PEI, detallándose el alcance y la forma de cada una de ellas en procedimientos de actuación en emergencia.

Los plazos de notificación a las autoridades vienen establecidos en el PEI y son, media hora para la notificación por teléfono del suceso iniciador y la categoría de emergencia y 1 hora para la confirmación por fax incluyendo los datos mínimos establecidos en el formato oficial de comunicación de emergencias nucleares del PEI. Para el resto de acciones de notificación contempladas en este procedimiento el plazo será de 90 minutos, desde que los sucesos distintos a los iniciadores y las acciones que requieran ser notificadas, se han producido.

Ante un suceso iniciador del PEI es requerido notificar al CSN y Subdelegación del Gobierno de la provincia afectada (que contabilizará como 1 notificación a efectos de contabilidad del SISC) e informar telefónicamente al CSN y Subdelegación del Gobierno de la provincia afectada (que contabilizará como 1 notificación a efectos de contabilidad del SISC); en este caso serían 2 acciones de notificación requeridas y, en caso de que ambas fueran correctas, contabilizarían como 2 acciones de notificación a efectos del SISC.

Los sucesos distintos a los iniciadores y las acciones que requieren ser notificadas y que también forman parte de este indicador son:

- Pérdida de la integridad de la contención.
- Variaciones del término fuente.
- Ocurrencia de vertidos de concentración superior a los límites establecidos en el Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE).

- Evacuaciones de personal del emplazamiento.
- Sobre exposiciones.
- Comunicación de datos del PVRE fuera del emplazamiento y de datos radiológicos entre la zona controlada y el emplazamiento. La notificación de datos del PVRE y otros datos radiológicos se contabilizará como un único comunicado cuando la frecuencia de envío sea inferior a 30 minutos.
- Existencia de heridos contaminados.
- Requerimientos de apoyos externos.
- Cualquier otra notificación que expresamente sea requerida por la Dirección de la Emergencia desde la SALEM del CSN, durante simulacro o emergencia real.

Se considera como una única acción de comunicación y se contabiliza como tal cada una de las anteriores notificaciones escritas al conjunto de autoridades competentes (al CSN, al CECOP o a otras autoridades), que además pueden haber sido comunicadas de forma oral. Se entiende que, sin perjuicio de que puedan ser notificados separadamente, éstos sucesos o acciones se podrán englobar en un mismo formato oficial de notificación.

Los criterios de contabilización a efectos del indicador E1 del SISC son los siguientes:

Para cada suceso iniciador del PEI, se considera en su conjunto la notificación escrita al CSN, al CECOP y a otras autoridades competentes, si las hubiera, como un único comunicado y se contabiliza como tal.

Para cada suceso iniciador del PEI, se considera en su conjunto las comunicaciones habladas tanto al CSN como al CECOP y a otras autoridades competentes si las hubiera como un único comunicado y se contabiliza como tal.

No contabiliza a efectos del SISC el comunicado que informa del fin de simulacro, salvo que contenga información relevante del mismo.

Se considera la comunicación al CSN de datos operativos de planta como un único comunicado y se contabiliza como tal sólo en el caso de haber sido requerido oficialmente por el CSN y quedar así establecido en el procedimiento correspondiente del Titular.

En caso de pérdida del B3CN, real o simulada a requerimiento oficial del CSN, se contabilizarán cada una de las notificaciones requeridas.

Los criterios de cumplimentación del Formato de Notificación de Emergencia Nuclear a efectos del indicador E1 del SISC y para armonizar lo que recogen los PEI, son los siguientes:

Una vez declarada una categoría de emergencia, debe hacerse un primer comunicado que contenga toda la información de la que se dispone en ese momento y como mínimo la información de los apartados 1, 2, 3 y 4. A medida que se disponga de nuevos datos y siempre que haya variaciones sobre el último envío, debe hacerse un nuevo comunicado.

La hora de inicio del suceso, se entiende como la hora en que es identificado dicho suceso iniciador, aunque hubiese ocurrido en un momento anterior.

Teniendo presente que todos los sucesos iniciadores del PEI deben ser recogidos en un comunicado, parece oportuno aclarar:

Cuando haya variación de categoría, se cumplimentarán al menos los cuatro primeros apartados.

Cuando se esté en una categoría y haya un nuevo suceso iniciador de la misma categoría, se cumplimentarán al menos los apartados 1,2, 3 y 4, los restantes apartados se cumplimentarán si ha habido variaciones respecto del comunicado inmediatamente anterior.

Cuando haya vertidos radiactivos o previsión de haberlos en categorías III y IV, además de tener en cuenta las consideraciones anteriores, se deberán cumplimentar los apartados 5 y 6¹⁴.

Cuando aparezca un suceso iniciador inferior a la categoría vigente, se deberá notificar en el apartado nº 9 de “otra información”, manteniendo en el apartado 2 el suceso iniciador que ha originado la categoría vigente.

Cuando desaparezcan sucesos iniciadores, podrían subsistir sucesos anteriores de inferior categoría, o aparecer nuevos sucesos hasta ahora no contemplados correspondientes a la nueva categoría inferior, en este caso la hora de inicio del suceso, corresponderá bien a la hora del antiguo suceso subsistente, o a la hora del nuevo suceso producido.. La hora de declaración de categoría, vendrá determinada por la hora en la que finaliza el suceso de categoría superior, o el nuevo que determina la categoría inferior.

Cuando surja información que no se corresponda con los apartados existentes, o no haya espacio físico para incluirla, se utilizarán hojas adjuntas o bien los formatos específicos recogidos en los procedimientos, si existieran; las hojas adjuntas irán acompañadas del formato de notificación cumplimentado el encabezamiento y el apartado nueve; los formatos específicos deben estar cumplimentados de acuerdo a sus procedimientos y no plantear dudas en la trazabilidad de la información que remiten.

Cualquier información que deba ser incluida en el formato de notificación de emergencias y no se incluya, se incluya de forma incorrecta o resulte ilegible, hará que la notificación sea considerada como no válida a efectos de cómputo del SISC, salvo que la deficiencia identificada sea irrelevante a juicio del CSN.

¹⁴ Durante el periodo transitorio de la implantación del código de cálculo RASCAL, no aplica este párrafo.

E2.- ORGANIZACIÓN DE EMERGENCIA

Propósito

El indicador vigila que el número de horas de formación (formación teórica y ejercicios) de reentrenamiento de los componentes de la Organización de Emergencia del Titular de la Instalación, las horas de participación en simulacros de los efectivos de la Organización de Emergencia y las horas de participación en situaciones de emergencia real de los efectivos de la Organización de Emergencia se ajuste a lo previsto en los respectivos PEI y Planes de Formación de las Instalaciones.

Definición

El indicador refleja el % frente al previsto de las horas invertidas por el personal de la Organización de Emergencia en actividades de reentrenamiento periódico (realización de ejercicios, cursos o sesiones teóricas), incluyendo la participación en simulacros oficiales del PEI y en situaciones de emergencia real, en los dos últimos años.

Datos a aportar

Los datos de cálculo del indicador serán

Número total de horas de reentrenamiento programadas para las personas designadas a los diferentes puestos de la Organización de Emergencia en el Plan de formación y reentrenamiento (realización de ejercicios y cursos o sesiones teóricas),

Número total de horas de participación previstas para los participantes de la Organización de Emergencia en el simulacro oficial del PEI, realizados en los dos últimos años

Número total de horas de participación previstas para los participantes de la Organización de Emergencia en situaciones reales de emergencia, realizados en los dos últimos años.

Número real de horas invertidas por las personas de la Organización de Emergencia que han participado en el reentrenamiento, realizado en los dos últimos años

Número real de horas invertidas por las personas de la Organización de Emergencia que han participado en simulacros oficiales del PEI, realizados en los dos últimos años.

Número real de horas invertidas por las personas de la Organización de Emergencia que han participado en situaciones reales de emergencia, realizados en los dos últimos años.

Este indicador se calculará con frecuencia ANUAL e incluirá los datos de los dos últimos años:

Expresión de cálculo

$$E2 = \frac{\sum_{i=1}^n Nr_i \cdot Hr_i + \sum_{s=1}^2 Nr_s \cdot Hr_s + \sum_{e=0}^n Nr_e \cdot Hr_e}{\sum_{i=1}^n Np_i \cdot Hp_i + \sum_{s=1}^2 Np_s \cdot Hp_s + \sum_{e=0}^n Np_e \cdot Hp_e} \cdot 100$$

Definición de términos

N_p: número total de personas designadas a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia, de manera que el total de personas pertenecientes a la Organización de Emergencia N sea igual a la suma de todos los N_i ($N = \sum_{i=1}^n N_i$).

H_p: número de horas lectivas asignadas a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia en los dos últimos años.

N_r: número de personas asignado a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia que realmente ha participado en reentrenamiento establecido en el Plan de Formación en cada año.

H_r: número de horas lectivas realizadas por cada puesto (i) de la Organización de Emergencia en los dos últimos años.

N_r: número total real de personas de la Organización de Emergencia que interviene en el Simulacro Oficial de Emergencia del PEI.

H_r: número total de horas, reales, de duración del Simulacro oficial de emergencia del PEI.

N_p: número total de personas de la Organización de Emergencia que están previstas que intervengan en el Simulacro oficial de emergencia del PEI.

H_p: número total de horas, previstas, de duración del Simulacro oficial de emergencia del PEI.

N_r: número total real de personas de la Organización de Emergencia que interviene en situaciones reales de emergencia.¹⁵

H_r: número total real de horas que el personal de la Organización de Emergencia se encuentra efectivamente disponible para intervenir ante la situación de emergencia

¹⁵ Estos datos únicamente se considerarán en el caso de que se active el Plan de Emergencia Interior (PEI) durante el periodo de cálculo del indicador.

declarada (desde la incorporación del personal a la Central hasta la declaración de la finalización de la emergencia). 15

N_{pe}: número total de personal de la Organización de Emergencia que estaban previstas que intervinieran en la situación real de emergencia, según establece el PEI y los procedimientos que lo desarrollan. 15

H_{pe}: número total de horas de duración de la situación de emergencia, desde el momento en que se debería haber incorporado a la Central el personal de la Organización de Emergencia hasta la declaración de la finalización de la situación de emergencia. 15

Umbral de valoración

- * Verde: $E2 \geq 80\%$
- * Blanco: $80\% > E2 \geq 60\%$
- * Amarillo: $60\% > E2$
- * Rojo: No existe umbral rojo.

Notas aclaratorias

La Organización está claramente definida por parte del Titular, su composición debe incluirse en los procedimientos que desarrollan el PEI y debe estar entrenada para hacer frente a una situación de emergencia mediante el correspondiente reentrenamiento periódico.

Los diferentes puestos de la Organización de Emergencia, las funciones asignadas y la especialización habitual de las personas que los ocupan están establecidos en el Plan de Emergencia Interior (PEI).

El Titular debe identificar en procedimiento las personas de la Organización de emergencias que se deben contabilizar para obtener los datos de base del indicador E2 y un procedimiento que establezca la formación teórica y ejercicios de reentrenamiento periódico asignados a cada puesto de la Organización de emergencia.

La formación de reentrenamiento periódica requerida en los respectivos PEI debe quedar claramente desarrollada tanto en los procedimientos correspondientes como en el Plan de Formación de la Instalación.

El número total de personas afectadas es variable en cada central y depende de la estructura y rotaciones de los turnos y retenes establecidos en cada una de ellas.

En ningún caso los cálculos de subapartados del indicador deben superar el 100%.

A efectos del indicador E2 no se contabiliza la formación inicial requerida para la incorporación a la Organización de emergencias o un cambio de puesto dentro de ésta.

El valor del indicador E2 comprende:

- Las horas de formación de reentrenamiento del personal de la Organización de Emergencia
- Las horas de los participantes en el simulacro anual (no se contabiliza controladores y evaluadores)

- Las horas del personal activado en emergencia real (se contabiliza al personal del Turno de operación y del retén parcialmente activado además de otras personas integrantes de la ORE que tiene obligación de acudir al simulacro o emergencia real)

Debe existir trazabilidad en las acciones de formación realizadas por el Titular a efectos del indicador E2. Para ello, se deberán establecer registros de los cursos en los que aparezca, al menos, la identificación del curso, contenido, puestos de la Organización de Emergencia a los que va destinado, participantes previstos, duración prevista, asistentes y duración real.

La formación de reentrenamiento periódico del personal que forma la Organización de Respuesta a Emergencia en las oficinas centrales se debe contabilizar a efectos del Indicador.

La formación de reentrenamiento periódico recibida por la Brigada de protección contraincendios y Brigada de protección contraincendios de segunda intervención o de apoyo, en el caso en que sea requerida por PEI, debe ser contabilizada a efectos del E2. No se contabilizará la formación de la Brigada contra incendios que no sea requerida por PEI.

E3.- INSTALACIONES, EQUIPOS Y MEDIOS

Propósito

El indicador vigila la fiabilidad de las instalaciones, equipos y medios de la central que se utilizarán en emergencia.

Definición

El indicador refleja el % de pruebas, verificaciones e inspecciones realizadas en el plazo previsto con resultados aceptables a los, equipos y medios de emergencia sobre el total establecido en el PEI y los procedimientos de emergencia asociados, durante los dos últimos años. Los criterios de aceptación deberán ser establecidos por los titulares en los procedimientos correspondientes.

Datos a aportar

Los datos de cálculo del indicador serán:

Número (N) de pruebas, verificaciones e inspecciones a las instalaciones, equipos y medios de emergencia establecidas en el PEI y los procedimientos de emergencia asociados.

Número de ellas realizadas en plazo y con resultados aceptables (según el procedimiento correspondiente) durante los dos últimos años.

Este indicador se calculará con frecuencia SEMESTRAL e incluirá los datos de los 4 últimos semestres.

Expresión de cálculo

$$E3 = \frac{\sum_{i=1}^4 PA_i}{\sum_{i=1}^4 N_i} \times 100$$

Definición de términos

PA_i: las pruebas, verificaciones e inspecciones reales ejecutadas en su plazo (tolerancia del 25% del tiempo establecido entre pruebas) y con resultado aceptable por cumplir los criterios de aceptación indicados en los correspondientes procedimientos en cada uno de los cuatro semestres anteriores.

N_i: las pruebas previstas en cada uno de los cuatro semestres anteriores.

Umbral de valoración

- * Verde: $E3 \geq 90\%$
- * Blanco: $90\% > E3 \geq 70\%$
- * Amarillo: $70\% > E3$
- * Rojo: No existe umbral rojo

Notas aclaratorias

Los, equipos y medios previstos para utilizar en situaciones de emergencia deben estar disponibles y operativos en todo momento (no se incluyen los sistemas y equipos de seguridad de la central cuya disponibilidad y operabilidad se regula y controla por otros métodos (EF, Regla de Mantenimiento, etc.).

Los equipos medios de emergencia están recogidos en el PEI y en procedimientos de desarrollo del mismo, así como los alcances y frecuencias de realización de las verificaciones y comprobaciones de la fiabilidad y disponibilidad de los mismos.

Aquellas pruebas realizadas fuera del plazo previsto (fecha límite más un 25% del periodo previsto) serán consideradas como pruebas que no han superado su criterio de aceptación y por tanto no aceptadas.

No se considerarán a efectos del Indicador E3 aquellas pruebas que no hayan cumplido los criterios de aceptación establecidos debido a causas no imputables a la central (por ejemplo, fallo del sistema de comunicación con la SALEM y/o CECOP que gestiona el CSN, por causas no imputables al Titular),

No se contabilizarán a efectos del Indicador E3 aquellas pruebas de equipos y medios que se pudieran utilizar en situación de emergencia que no están incluidos dentro del inventario de instalaciones, equipos y medios recogidos en los procedimientos del Plan de Emergencia Interior.

Para el cálculo del indicador E3 de comprobación de medios se consideran los resultados de las pruebas de verificación, correctamente y en fecha, realizadas periódicamente por el Titular, contabilizándose los resultados íntegros de las pruebas, de forma que si por cualquier circunstancia la prueba es no válida, se computará como no válida para el cálculo del indicador, atendiendo a los criterios de aceptación establecidos por el Titular.

Las listas de chequeo frente a las que deben comprobarse los distintos medios con su correspondiente frecuencia de verificación se deberán incorporar al resultado de las pruebas con el fin de permitir la trazabilidad de cualquier comprobación.

PILAR DE PROTECCIÓN RADIOLOGICA OCUPACIONAL

INTRODUCCIÓN

Los objetivos generales del Pilar de PROTECCIÓN RADIOLOGICA OCUPACIONAL son:

- Mantener las dosis individuales de los trabajadores por debajo de los límites legales de dosis.
- Utilizar los procedimientos y controles basados en la Protección Radiológica necesarios para conseguir que las dosis de los trabajadores sean tan bajas como sea razonablemente alcanzable (ALARA).

El único INDICADOR definido para este Pilar es: Efectividad del Control de la Exposición Ocupacional.

En este documento se incluyen los Anexos II y III, donde se recogen las bases sobre las que se define este indicador y un ejemplo del mismo, respectivamente, para facilitar su comprensión.

O.- EFECTIVIDAD DEL CONTROL DE LA EXPOSICIÓN OCUPACIONAL

Objetivo

Los objetivos específicos del indicador de este pilar son:

- Supervisar la eficacia del control de los accesos a zonas radiológicamente significativas.
- Supervisar las actividades realizadas en zonas radiológicamente significativas.
- Supervisar los sucesos o incidentes que impliquen la degradación o fallo de las barreras de seguridad que produzcan dosis identificadas no planificadas.

Este indicador incluye criterios de dosis y de tasas de dosis que informan sobre el riesgo. Así, el indicador sirve para detectar sucesos que pueden implicar una exposición potencial por encima de los límites legales de dosis y además, emplea criterios de dosis que son pequeñas fracciones de los límites de dosis aplicables.

Definición

El indicador “Efectividad del Control de la Exposición Ocupacional” definido para este Pilar se compone de la suma de lo siguiente:

- Ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada
- Ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido
- Exposiciones no planificadas

A)Ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada (zonas naranjas)

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

Se contabilizarán como ocurrencias en zona controlada de Permanencia Reglamentada (Naranja) cualquiera de las siguientes incidencias:

- Acceso sin autorización del SPR
- Acceso inadvertido
- Acceso de personas no clasificadas como trabajadores expuestos de categoría A
- Acceso sin dosímetros físicos individuales (TLD+DLD)
- Acceso sin PTR
- No disponer de medios físicos o administrativos adecuados para impedir un acceso no autorizado de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No señalar o clasificar la zona de acuerdo a la situación radiológica de la misma.
- No proporcionar medios suficientes para vigilar y controlar las dosis de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.

- No aplicar correctamente el protocolo de control de contaminación externa a la salida de zona controlada a un individuo que haya estado trabajando en zona Naranja.

B) Ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido (zonas rojas)

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

Se contabilizarán como ocurrencias en zona controlada de Acceso Prohibido (Roja) cualquiera de las siguientes incidencias:

- Acceso sin autorización del SPR.
- Acceso sin autorización del Jefe de Central.
- Acceso inadvertido.
- Acceso de personas no clasificadas como trabajadores expuestos de categoría A.
- Acceso sin dosímetros físicos individuales (TLD+DLD).
- Acceso sin PTR.
- No disponer de medios físicos o administrativos adecuados para impedir un acceso no autorizado de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No establecer los controles administrativos necesarios para asegurar que las llaves (o similar) utilizadas para prevenir el acceso a la zona cumplen su función, de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No señalizar o clasificar la zona de acuerdo a la situación radiológica de la misma.
- No proporcionar medios suficientes para vigilar y controlar las dosis de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No aplicar correctamente el protocolo de control de contaminación externa a la salida de zona controlada a un individuo que haya estado trabajando en zona Roja.

C)Exposiciones no planificadas

Se define como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad que produzca una exposición personal no prevista, siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la siguiente tabla:

1 mSv de dosis efectiva (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)
15 mSv de dosis equivalente al cristalino
50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes)
20% de los límites de menores de 18 años y mujeres embarazadas: 0,2 mSv

Tabla 1: Valores de dosis utilizados para identificar una exposición no planificada para el indicador de PR Ocupacional

Datos a aportar

Cada central deberá suministrar la siguiente información trimestralmente:

- Número de ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada durante el trimestre pasado.
- Número de ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido durante el trimestre pasado.
- Número de exposiciones no planificadas durante el trimestre pasado.

Cálculo del Indicador

Se determina como la suma del número de ocurrencias notificadas para cada uno de los tres elementos anteriores durante los 4 últimos trimestres.

Una misma ocurrencia solo podrá ser contada una vez, aunque suponga el incumplimiento o violación de dos o más elementos de que consta este indicador. Si dos o más exposiciones individuales se producen en el mismo suceso, la ocurrencia se contará solo una vez.

El indicador se calcula por reactor, no por planta. Si un suceso ocurre en una unidad, se contabilizará por igual en las 2 unidades de la misma planta, aunque se contabilizará una sola vez en el cálculo global del indicador al compararlo con los umbrales.

Las exposiciones no planificadas se computarán teniendo en cuenta la causa raíz que condujo a la misma, no el número de trabajadores implicados (si como resultado de una inadecuada supervisión del SPR tres trabajadores reciben dosis que exceden en 1 mSv a la planificada, en el cálculo del indicador únicamente se computará una ocurrencia).

Umbral de valoración

Si la SUMA de las ocurrencias detectadas durante los últimos 4 trimestres es menor o igual a 3, no se ha alcanzado ningún umbral y nos encontramos en la ZONA VERDE.

Si la SUMA de las ocurrencias detectadas durante los últimos 4 trimestres es superior a 3 y menor o igual que 6, indica que se ha alcanzado el primer umbral y nos encontramos en la ZONA BLANCA.

Si este número es mayor que 6, indica que se ha alcanzado el siguiente umbral y nos encontramos en la ZONA AMARILLA.

El umbral ROJO no aplica para este indicador.

Notas aclaratorias

OCURRENCIAS EN ZONAS DE PERMANENCIA REGLAMENTADA (ZONAS NARANJAS) Y EN ZONAS DE ACCESO PROHIBIDO (ZONAS ROJAS)

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso (1) o los trabajos (2) en estas zonas.

(1)*Pérdida de control radiológico sobre el acceso* a zonas naranjas o rojas se refiere a la pérdida de las medidas que aseguran que no se producen y que se poseen los medios necesarios para evitar entradas inadvertidas por personal no autorizado.

Se considera *Entrada Inadvertida* a aquélla que se produce cuando el individuo entra en una zona no autorizada sin romper o saltar una barrera de manera intencionada, sin violar los procedimientos de la planta. Por ejemplo, sería una entrada inadvertida si un individuo supone erróneamente que tiene permiso del SPR para entrar en una zona y el acceso está habilitado, pues en ese caso el individuo simplemente entrará, sin buscar otra entrada no vigilada o romper el cerrojo en caso de que la puerta estuviera cerrada.

Por tanto, la barrera física utilizada en estas zonas debe proporcionar la razonable seguridad ante entradas no autorizadas.

Protección Radiológica ha de poner los medios para evitar una entrada inadvertida a una zona no autorizada (Ej.: mediante puertas, cadenas, señalización, instrucciones de paso...). Si no se consigue evitar una entrada inadvertida, estamos ante una ocurrencia.

(2)*Pérdida de control radiológico sobre un trabajo* en zonas naranjas o rojas se refiere a la pérdida o falta de medios que proporcionan la seguridad de que la dosis recibidas por los trabajadores que están desarrollando una tarea en esas zonas están siendo medidas y controladas.

No se contabilizarán como ocurrencias de este indicador las siguientes situaciones:

- Sucesos asociados con fallos en equipos aislados (fallo en el cierre de una puerta, fallo en una luz de las utilizadas para control de accesos, detectados en una inspección de rutina).
- El mal funcionamiento de un dosímetro personal durante el desarrollo de una tarea en zona naranja o roja.
- Entrada en zona naranja sin la autorización del SPR en caso de situación de transitorio operacional importante o emergencia siempre que sea autorizado por el Jefe de Turno.
- Entrada en zona roja sin la autorización del Jefe de PR y Jefe de la Central en caso de situación de transitorio operacional importante o emergencia siempre que sea autorizado por el Jefe de Turno en el periodo de ausencia de los Jefes de PR y Central hasta su llegada a la central.
- Entradas en cubículos reclasificados a la baja aunque no se haya cambiado la señalización, como por ejemplo en paradas cortas de la planta.

- Acceso sin PTR en caso de transitorios operacionales importante o situación de emergencia.

EXPOSICIONES NO PLANIFICADAS

Se definen como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad (3) que produzca una exposición personal no prevista, por encima de la dosis planificada (4), siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la tabla 1.

(3) La degradación o fallo de una o más barreras de seguridad se refiere a lo siguiente:

- Inadecuada señalización de la zona
- Inadecuado control de acceso a la zona
- Inadecuada caracterización radiológica de la zona
- Inadecuada formación o preparación del trabajador
- Inadecuada supervisión sobre el desarrollo de los trabajos por parte del SPR
- PTR no adecuado a las circunstancias radiológicas reales del trabajo

Para que haya una ocurrencia, estas circunstancias han de ir acompañadas de la superación de los valores de dosis mostrados en la tabla 1. Si no, no serán contabilizadas como tal.

Además, la degradación o fallo en alguna de estas barreras ha tenido que ser originada como consecuencia de una mala práctica por parte del SPR, no por parte del trabajador. Es decir, si un trabajador incumple una norma establecida por el SPR (no coger el DLD, no ponerse la máscara, saltarse una valla, etc.) y como consecuencia recibe dosis no planificadas por encima de los valores de la tabla 1, no se considerará ocurrencia.

(4) Se define dosis no planificada como aquella exposición que tiene como resultado una dosis que excede las “guías” de dosis administrativas establecidas por el Titular como parte de sus controles radiológicos. Éstas pueden establecerse mediante los siguientes medios:

- Permiso de Trabajo con Radiaciones (PTR)
- Límite administrativo de dosis
- Tarado de dosis de un dosímetro DLD
- Otros medios especificados por el Titular (estudios ALARA, procedimientos...)

Se acepta la revisión de la planificación de dosis durante el desarrollo de un trabajo si es acorde con los procedimientos o programas de la central.

Si un tipo específico de exposición no ha sido planificada o incluida específicamente dentro de la planificación y controles del trabajo, la cantidad de total de dosis recibida por el

trabajador como resultado de dicha exposición se considerará no planificada, en lo referente al cálculo de este indicador.

Las dosis no planificadas a las que se refiere este apartado son dosis por entrada, no por tarea.

Ejemplos de ocurrencias de este tipo:

Fallo en la señalización de una zona, en sus accesos físicos, en la formación o información al trabajador sobre las condiciones radiológicas o en la identificación de los riesgos radiológicos, de manera que se produzca una dosis no planificada que iguale o supere los valores de dosis incluidos en la tabla 1.

- Fallo del SPR al no prescribir (mediante PTR) el uso de equipo de protección radiológica en una zona con contaminación ambiental de manera que un trabajador reciba una dosis comprometida efectiva debido a una contaminación interna que iguale o superen los valores de la tabla 1.
- No asignar un dosímetro a un trabajador de manera que no se pueda controlar la dosis que reciba y esta iguale o supere la dosis planificada en los valores incluidos en la tabla 1.

No se consideran ocurrencias los siguientes sucesos:

- Situaciones equivalentes a las anteriores en las que se hayan producido dosis menores a las incluidas en la tabla 1.
- Situaciones en las cuales excepcionalmente el PTR está mal cumplimentado o no es adecuado a las condiciones radiológicas del trabajo pero el SPR ha tomado las medidas de protección pertinentes que se deberían haber establecido en el PTR correcto.

PILAR DE PROTECCIÓN RADIOLOGICA DEL PÚBLICO

INTRODUCCIÓN

El objetivo del pilar de protección radiológica del público es vigilar los procedimientos y sistemas diseñados para minimizar el impacto de las emisiones radiactivas al exterior durante la operación normal de la planta; verificando que estas emisiones se encuentren por debajo de los límites legales.

Se define un único indicador para este pilar, denominado “Control de Efluentes Radiactivos”.

En este documento se incluye el Anexo IV donde se recogen ejemplos, para facilitar la comprensión del indicador.

P.- CONTROL DE EFLUENTES RADIATIVOS

Objetivo

Evaluar el desarrollo del programa de control de efluentes radiactivos.

Definición

El indicador “Control de Efluentes Radiactivos” definido para este Pilar se compone de la suma de lo siguiente:

- Casos de incumplimiento de dosis mensual.
- Liberaciones incontroladas

A) Casos de incumplimiento de dosis mensual

Se considera que se ha producido una ocurrencia cuando las emisiones de efluentes radiactivos en un mes den lugar a una dosis efectiva para el grupo crítico igual o superior a 10 μ Sv. Para calcular el número de ocurrencias a partir de este valor dosis se empleará la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ OCURRENCIAS} = \frac{\text{DOSIS MENSUAL}}{10}$$

Al resultado obtenido se le aplicará el redondeo decimal al entero. Es decir, cuando el primer decimal es menor que 5 pasa al entero inferior y si es igual o mayor de 5 pasa al entero superior (ejemplo: 2,3 pasa a 2; 2,5 pasa a 3 y 2,8 pasa a 3).

Esto no aplica a valores de dosis menores a 10 μ Sv, ya que no se contabilizan como ocurrencia.

El valor de la dosis mensual anteriormente citado corresponde a un décimo de la restricción operacional de dosis de las Especificaciones de Funcionamiento de efluentes radiactivos y del Manual de Cálculo de Dosis al Exterior.

Estos valores se aplican por reactor, no por Planta.

En aquellas centrales nucleares con varios reactores, para el caso de emisiones vía descarga común, los cálculos de dosis se realizarán de acuerdo con lo descrito en el Manual de Cálculo de Dosis en el Exterior (MCDE).

B) Liberaciones incontroladas

Se define como un único suceso que produce una liberación de efluentes radiactivos al exterior que produzca dosis superiores a 1 μSv (calculados según la metodología de MCDE) sin que se haya aplicado ningún tipo de control de efluentes radiactivos. Cada uno de estos sucesos contabiliza:

- Dosis superiores a 1 e inferiores a 10 μSv 2 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 10 e inferiores a 25 μSv 3 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 25 e inferiores a 35 μSv 4 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 35 e inferiores a 45 μSv 5 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 45 e inferiores a 55 μSv 6 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 55 e inferiores a 65 μSv 7 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 65 e inferiores a 75 μSv 8 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 75 e inferiores a 85 μSv 9 ocurrencias
- Dosis iguales o superiores a 85 μSv 10 ocurrencias

Las dosis originadas por liberaciones incontroladas no se contabilizarán en la dosis mensual para el cálculo de incumplimientos de dosis mensual, donde solo se contabilizarán las dosis debidas a descargas controladas. En cualquier caso, esta dosis sí que habría que tenerla en cuenta a la hora de calcular la dosis acumulada en los 12 últimos meses con objeto de verificar que no se superan los 100 μSv .

Datos a aportar

Cada central deberá informar trimestralmente del número y tipo de ocurrencias que se hayan producido.

Cálculo del indicador

Número de ocurrencias en el trimestre actual, más las ocurrencias acaecidas en los 3 trimestres anteriores.

Umbral de valoración

Si la suma de ocurrencias detectadas durante los 4 últimos trimestres es MENOR o IGUAL a 4, no se alcanza ningún umbral, y el indicador permanece en la ZONA VERDE.

Si la suma de ocurrencias detectadas durante los 4 últimos trimestres es MAYOR o IGUAL a 5 y MENOR que 10, se alcanza el primer umbral, y el indicador entra en la ZONA BLANCA.

Si la suma de ocurrencias durante los 4 últimos trimestres es MAYOR o IGUAL a 10, se alcanza el siguiente umbral, y el indicador entra en la ZONA AMARILLA.

IMPORTANTE: Si la dosis acumulada en los 12 últimos meses supera los 100 μSv se pasará automáticamente a ZONA AMARILLA, independientemente del número de ocurrencias contabilizadas en dicho periodo.

El umbral ROJO no aplica para este indicador

Notas aclaratorias

Con el redondeo se pretende evitar que se den situaciones en las que el color del indicador no sea coherente con las dosis efectivas originadas al grupo crítico. Por ejemplo, la de tener 4 meses con 19 μSv , y que se mantenga el indicador en verde, puesto que solo se contabilizarían 4 ocurrencias, cuando en realidad la dosis acumulada es de 76 μSv . Aplicando el redondeo se obtendrían 8 ocurrencias, y el indicador pasaría a blanco, lo que resulta más coherente con el valor de dosis acumulada.

Puede ocurrir que en el momento de realizar el informe trimestral de los indicadores, no todos los resultados de los análisis de efluentes estén disponibles (por ejemplo; análisis de muestras compuestas). En estos casos, el informe se basará en los mejores datos disponibles. Si una vez realizados todos los análisis el número de ocurrencias varía respecto al informe entregado, habrá que realizar una revisión del mismo especificando el motivo del cambio.

No se contabilizarán como ocurrencias de este indicador las siguientes situaciones:

- Aspectos referentes a la inoperabilidad de monitores de efluentes líquidos o gaseosos.
- Emisiones líquidas o gaseosas que superen las concentraciones o las tasas de dosis instantáneas definidas en las Especificaciones de Funcionamiento de efluentes radiactivos y en el Manual de Cálculo de Dosis al Exterior.
- Emisiones líquidas o gaseosas sin tratamiento, pero que no ocasionen exceder los 10 μSv / mes de dosis efectiva para el grupo crítico.

ANEXO 1

APÉNDICE 1

DOCUMENTO DE BASES DEL INDICADOR DE FUNCIONAMIENTO:

PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS CON

COMPLICACIONES.

El indicador de funcionamiento paradas instantáneas del reactor no programadas con complicaciones vigilará las seis condiciones siguientes que pueden complicar las acciones de recuperación del personal de operación tras un disparo.

1. Control de reactividad
2. Control de presión (BWR) / Disparo de turbina (PWR)
3. Energía eléctrica disponible en las barras de salvaguardias/emergencia
4. Necesidad de actuar las fuentes de inyección de seguridad
5. Disponibilidad del Agua de Alimentación Principal
6. Utilización de los Procedimientos de Operación de Emergencia (Manual de Operación) (POE/MO) de recuperación tras un disparo.

Puesto que las condiciones que complican la recuperación no son las mismas para los reactores de Agua a Presión (PWR) que para los reactores de Agua en Ebullición (BWR), se ha desarrollado un diagrama de flujo separado para cada tipo de reactor. Si se cumple cualquiera de las condiciones del diagrama de flujo correspondiente, las condiciones deben contarse como una parada instantánea del reactor no programada con complicaciones.

H1 Discusión de base del diagrama de flujo PWR

H1.1 ¿Hubo fallo en la inserción completa de dos o más barras de control?

Esta pregunta está diseñada para verificar que el reactor disparó realmente. Siempre que la central utilice las preguntas del POE para verificar que el reactor disparó sin entrar en un requisito de “respuesta no obtenida” o “acciones de contingencia”, esta pregunta debería responderse con un “No”. Más adelante se presentan algunos ejemplos específicos extraídos de los POEs de algunas centrales.

Los POEs de algunas centrales Westinghouse verifican los siguientes elementos para comprobar el disparo del reactor:

- Luces de barras a fondo - ENCENDIDAS
- Interruptores de disparo del reactor y de bypass - ABIERTOS
- Flujo neutrónico - DISMINUYENDO

Si el personal de operación determina que alguna de estas condiciones no se satisface, entonces deben adoptar la correspondiente acción de respuesta no obtenida. El requisito para realizar dicha acción de contingencia debería considerarse como una complicación y contabilizar en el indicador de paradas instantáneas del reactor no programadas con complicaciones. Existe una excepción a esta cuestión para centrales Westinghouse que utilicen la estructura de pregunta que se presenta en este ejemplo. Si una única luz de barra a fondo no se encendiera sería aceptable que no se contara este suceso en el indicador de paradas instantáneas del reactor no programadas con complicaciones, aunque requiriera una acción de “respuesta no obtenida”. Se permite esta excepción para hacer que el sistema de medida del indicador sea compatible con los procedimientos de suministrador; y a que los análisis de seguridad del reactor permiten que la barra de control más antirreactiva se quede atascada en posición de extracción total.

H1.2 ¿Falló el disparo de turbina?

Esta pregunta está diseñada para verificar que la Turbina disparó realmente. Siempre que una central utilice las preguntas POE para verificar que la turbina disparó sin entrar en un requisito de “respuesta no obtenida” o “acciones de contingencia”, esta pregunta debería responderse con un “No”. Hay una excepción a esta cuestión que permite que un operador utilice el interruptor/pulsador de disparo manual de la turbina como alternativa aceptable. La simplicidad de la acción y el hecho de que los operadores estén específicamente entrenados para esta acción sirven de base para esta excepción. El cierre individual de las válvulas reguladoras de control o de admisión individuales, de las válvulas de aislamiento del vapor principal, o el quitar de servicio las bombas del control hidráulico por parte de los operadores NO es representa una alternativa aceptable, y en caso de que fuera necesario usar estos procedimientos, el suceso debería contar para el indicador. El fallo al disparo del interruptor de salida del alternador por disparo de turbina se considera una complicación. Es más, cualquier acción más allá del uso de un interruptor manual/pulsador se debe considerar como una complicación para responder a esta pregunta. Para disparos de reactor que se producen antes de que la turbina se ponga en servicio o se rearme, la respuesta a esta pregunta debería ser “NO” puesto que la turbina ya está disparada. A continuación se presentan algunos ejemplos específicos de los POEs de algunas centrales.

Los POEs de algunas centrales Westinghouse verifican los siguientes elementos:

- Verificar que todas las válvulas de admisión a la turbina están CERRADAS
- Interruptor de salida del alternador principal – ABIERTO

El uso de la acción de contingencia consistente en disparar manualmente la turbina constituye una alternativa aceptable. La realización de cualquier otra acción de respuesta no obtenida requeriría que se contestase “Sí” a esta pregunta.

H1.3 ¿Se perdió la alimentación eléctrica a una barra de salvaguardias?

La mayoría de las versiones de POEs comprueban que se dispone de alimentación eléctrica tras el disparo del reactor. Esta pregunta se ha incluido para verificar que se dispone de

energía eléctrica tras un disparo de reactor. Siempre que una central utilice las preguntas del POE para verificar que se dispone de energía sin entrar en un requisito de “respuesta no obtenida” o “acciones de contingencia” esta pregunta debería responderse con un “No”. Existe una excepción a este paso que permite que se considere como alternativa aceptable que un Operador restablezca la alimentación eléctrica antes de que transcurran 10 minutos. Esta excepción está limitada a las acciones necesarias para cerrar un interruptor desde el panel principal de control. Las acciones que requieren que se acceda a paneles traseros de sala de control o a cualquier panel local exigirían que esta pregunta se respondiese con un “SÍ”. Es aceptable manipular más de un conmutador, tal como la maneta/llave de sincronismo, en el proceso de restablecer alimentación a la barra. Es aceptable cerrar más de un interruptor. Es aceptable restablecer alimentación desde la fuente de corriente alterna de emergencia, tal como los generadores Diesel, o desde fuentes exteriores al emplazamiento. Esta excepción está permitida puesto que la mayoría de los POEs están configurados para comprobar que se dispone de energía para al menos una de las barras de salvaguardia/emergencia lo que satisfará los requisitos de seguridad de la central. Si no se dispone de energía en al menos una barra de salvaguardia/emergencia, muchos POEs pedirán el uso de otro POE para mitigar esta condición. Se ha discutido la acción adicional del operador de restablecer alimentación a otras barras y se ha considerado aceptable siempre que se pueda completar dentro del tiempo límite de 10 minutos (elegido como límite de complejidad) y la restricción de operar los interruptores desde los paneles principales de Sala de Control. Cualesquiera acciones más allá de las anteriores necesitarían ser consideradas como una complicación para responder a esta pregunta. Debido a la amplia diversidad de los diseños, tensiones y nomenclatura de la distribución de energía dentro del conjunto de centrales PWR, no se dan aquí ejemplos específicos de POEs.

H1.4 ¿Se recibió una señal de Inyección de Seguridad?

Esta pregunta se ha diseñado para verificar que las condiciones de la central son estables y que no requiere la actuación de los sistemas de inyección de emergencia (inyección de seguridad para centrales Westinghouse). Las condiciones de la planta ante una pérdida de inventario o pérdida del control de presión del RCS o del Generador de Vapor (GV) requerirían probablemente la actuación de los sistemas de inyección de seguridad y deberían considerarse una complicación. Sin embargo, las condiciones de central tras un disparo del reactor que no resulten en una actuación de la inyección de seguridad no se considerarían complicaciones. Una excepción a lo anterior sería la existencia de una fuga importante en los tubos del generador de vapor. Aquellas circunstancias excepcionales en que existe una fuga de tubos del generador de vapor lo suficientemente importante como para requerir disparo del reactor pero que puede controlarse arrancando bombas adicionales de control de inventario que normalmente paradas durante la operación normal a potencia sin que se inicie la inyección de seguridad, deberían dar lugar a una respuesta “SÍ” y ser consideradas como una complicación. Una fuga pequeña de tubos del generador de vapor en la que el inventario se puede mantener utilizando las bombas de control de inventario ya en funcionamiento NO será considerada como un suceso complicado incluso aunque se haya disparado el reactor. Los casos en que las condiciones reales de la central no requirieron inyección de seguridad

pero ésta se produjo por error del operador, actuación espúrea, o error del punto de tarado, deberían considerarse como complicaciones y esta pregunta ser contestada por un “SÍ”.

H1.5 ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no recuperable tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Esta sección del indicador es un remanente del indicador Paradas Instantáneas del Reactor con Pérdida de la Extracción Normal de Calor al que sustituye el indicador Paradas Instantáneas del Reactor no Programadas con Complicaciones. Puesto que todos los diseños PWR incluyen un sistema de Agua de Alimentación de emergencia que funciona cuando es necesario, la disponibilidad de los sistemas normales o principales de Agua de Alimentación constituyen un refuerzo en situaciones de emergencia. Esta parte del indicador se ha diseñado para medir la disponibilidad esta posibilidad adicional contemplada en los POEs en caso de pérdida de toda el Agua de Alimentación de emergencia.

No es necesario que el sistema de Agua de Alimentación principal continúe funcionando tras un disparo del reactor. El sistema no debe tener daños o fallos que impidieran el arranque del mismo en caso necesario. Por diseño, algunas plantas incluyen características que impiden la operación continuada del agua de alimentación principal o su arranque a menos que se cumplan ciertos criterios¹⁶. Puesto que algunos diseños de central no incluyen bombas eléctricas de Agua de Alimentación principal (sólo bombas accionadas por turbina), puede que no sea posible volver a arrancar las bombas de Agua de Alimentación principal sin que esté crítico el reactor. Otros diseños disponen de enclavamientos para evitar que se alimenten los generadores de vapor con Agua de Alimentación principal, a menos que la temperatura de refrigerante del reactor sea mayor que la temperatura media de cero carga. En ambos casos, está justificado que estas plantas respondan “NO” a esta pregunta si el agua de alimentación principal está libre de daño o fallo que pueda impedir que cumpla la función prevista y si está disponible para su uso¹⁷.

El Titular debe basarse en la condición de disponibilidad física del equipo para llegar a una decisión para esta pregunta. Los valores del vacío del condensador, agua de refrigeración y presión del vapor deberían ser evaluados según los requisitos de operación de las bombas y pueden ser inferiores a los normales si los procedimientos permiten el funcionamiento de las bombas a ese valor inferior. Siempre que estos sistemas de apoyo se puedan volver a arrancar (si no están funcionando) para apoyar el arranque del agua de alimentación principal dentro de un margen de tiempo de 30 minutos, pueden considerarse como disponibles. Estos requisitos aplican hasta que se complete o se salga del procedimiento de respuesta al disparo del reactor.

La disponibilidad de las descargas de vapor al condensador NO interviene en absoluto para este indicador. Es aceptable el uso del alivio de vapor a la atmósfera durante un tiempo ilimitado tras el disparo del reactor.

La pérdida de una bomba de alimentación no causa la pérdida del agua de alimentación principal. Sólo se necesita una para extraer el calor residual tras un disparo. Siempre que al

¹⁶FAQ 481

¹⁷FAQ 481

menos una bomba pueda seguir operando y proporcionar agua de alimentación al número mínimo de generadores de vapor requeridos por los POEs para satisfacer los criterios del sumidero de calor, el agua de alimentación principal debe considerarse disponible.

El fallo en posición cerrada de una válvula de aislamiento del agua de alimentación a un generador de vapor constituye una pérdida de alimentación a dicho generador de vapor. Siempre que el sistema de agua de alimentación principal sea capaz de alimentar el número mínimo de generadores de vapor requerido por los POEs para satisfacer el criterio de sumidero de calor, la pérdida de la capacidad de alimentar a otros generadores de vapor no debería ser considerada como una pérdida del agua de alimentación. El aislamiento de las válvulas reguladoras o de aislamiento del agua de alimentación no constituye una pérdida de agua de alimentación si nada impide que puedan volver a abrirse de acuerdo con los procedimientos.

Una señal de aislamiento de los generadores de vapor o una señal de aislamiento del agua de alimentación no constituyen una pérdida del agua de alimentación principal siempre que pueda ser rearmada y el agua de alimentación pueda volver a arrancar. Si la señal de aislamiento se produjo por alto nivel de generador de vapor, el margen de tiempo estimado de 30 minutos para volver a arrancar el sistema debería empezar a contarse desde que se eliminó la señal de aislamiento por alto nivel.

El margen de tiempo de 30 minutos para volver a arrancar el Agua de Alimentación principal se eligió en base a un re arranque desde una condición de caliente y lleno. Puesto que este margen de tiempo no se medirá directamente debería ser una estimación basada en el estado de los sistemas de la central tras el disparo del reactor. Si no existen condiciones anormales, debería cumplirse con el tiempo de 30 minutos. Si por los procedimientos y el diseño de la central se requirieran más de 30 minutos, incluso aunque todos los sistemas estuvieran calientes y el estado de los sistemas de la central tras el disparo del reactor fuera normal, ese tiempo debería usarse en la evaluación de esta pregunta, siempre y cuando no se produzca la el secado del generador de vapor en un disparo sin complicaciones si el tiempo es superior a los 30 minutos. Se debería aceptar la opinión del jefe del turno de operación presente durante el disparo del reactor para determinar si se cumplió con este margen de tiempo.

H1.6 ¿Se necesitó entrar en otro POE para completar la respuesta al disparo?

Cuando se produce un disparo del reactor los operadores de la central entran en los POEs para responder a esta condición. En el caso de un disparo rutinario se saldrá rápidamente del procedimiento iniciado tras comprobar que el reactor se ha parado, que no se está produciendo un enfriamiento excesivo, que está disponible la energía eléctrica y que las presiones y temperaturas del refrigerante del reactor tienen los valores esperados y están controlados. Una vez que se han hechos estas comprobaciones y las condiciones de la central se pueden considerar estables, se puede salir del procedimiento inicial y pasar a otro procedimiento que estabilizará y preparará el resto de la central para la transición a los procedimientos de operación normal. La central puede mantenerse en Espera Caliente para llevar a cabo un enfriamiento controlado normal o para comenzar de nuevo el proceso de arranque. Los criterios incluidos en esta pregunta se utilizan para verificar que no se ha desarrollado ninguna otra condición durante la estabilización de la central en la respuesta al

disparo que requiera volver a entrar en los POEs o la transición a otro POE para continuar el control del disparo.

Hay algunos POEs que se utilizan específicamente a discreción del operador y que no se requiere que sean utilizados. En el juego de POEs Westinghouse, estos son los procedimientos de recuperación de funciones de condición amarilla y los procedimientos de confirmación del diagnóstico. Estos procedimientos típicamente verifican que el operador está realizando la acción correcta (confirmación del diagnóstico) o la estabilización de algunos parámetros de central de importancia menor (Condición amarilla). La utilización de estos procedimientos es una excepción permitida a este paso. La transición desde estos procedimientos a un POE diferente del procedimiento que se esté usando en ese momento, es decir, a un nuevo procedimiento o al procedimiento básico de POEs, se consideraría como una complicación.

H2 Estudios de casos PWR

H2.1 Estudio de caso PWR 1

Aproximadamente al 100% de la potencia del reactor en régimen estacionario, los operadores de Sala de Control iniciaron un disparo manual del reactor como resultado de indicaciones de que múltiples barras de control (CRs) habían caído en el núcleo del reactor. Todos los interruptores de disparo (RT) del reactor abrieron pero no se iluminaron todas las luces de barra a fondo. Los haces de control (RCCA) L7, J13, F6, F10, K10, C5 y C13 no se consideraron completamente insertados porque las luces de barra a fondo de estos haces no estaban iluminadas. El Sistema Computerizado de Información de la Central indicaba que todos los RCCAs estaban totalmente insertados. Siguiendo los procedimientos de central, los operadores iniciaron un disparo manual del reactor. Operación verificó que el reactor estaba disparado y que todas las barras de control estaban totalmente insertadas.

Antes del suceso todas las barras de control estaban extraídas y en automático. A las 14:35 horas, como resultado de la caída de 12 barras de control, la potencia de reactor indicada descendió desde aproximadamente el 99,87% al 50% (según los monitores de flujo neutrónico del rango de potencia del Sistema de Instrumentación Nuclear). De las 12 barras de control que se insertaron en el núcleo, cuatro (4) barras (M-12, M-4, D-12 y D-4) se deslizaron desde los 223 pasos hasta 150 pasos y ocho (8) barras de control (N-13, L-13, N-5, N-3, E-3, C-3, C-13, y C-11) cayeron desde los 223 pasos de extracción hasta su inserción total (0 pasos). El control de reactividad se consigue mediante una combinación de 53 barras de control [29 RCCAs corresponden a bancos de control (CB) y 24 en bancos de parada (SDB)] y un veneno químico (ácido bórico). Las barras de control se dividen en: 1) un grupo de parada (SD) que consta de dos bancos de parada de ocho haces de control cada uno y dos bancos de parada de cuatro haces de control cada uno y 2) un grupo de control que consta de cuatro bancos de control con ocho, cuatro, ocho y nueve haces de control.

Después del disparo manual del reactor, siete (7) luces de barras de control a fondo no se iluminaron, correspondientes a las barras: L7 del SDB A, J12 del SDB 3, F6, F10, K10 del SDB D, C5 del CB A y C13 del CB C. El resto de indicaciones de reactividad fueron normales. Como consecuencia del disparo manual del reactor, el grupo turbo-alternador

principal disparó y las bombas de agua de alimentación auxiliar (AFW) arrancaron automáticamente. Los generadores Diesel de emergencia no arrancaron pues no se perdió el suministro eléctrico exterior. Apareció una alarma de baja presión en el presionador como consecuencia de la reducción de la presión hasta el valor de disparo por baja presión (1985 psig). La disminución de presión fue debida a la reactividad negativa y reducción de potencia súbita ocasionada por la inserción inicial de las barras. Todos los sistemas de seguridad primarios funcionaron adecuadamente. Las respuestas inesperadas fueron: las dos válvulas de alivio de la aspiración de las bombas de agua de alimentación principal se abrieron (cierre a las 14:58 horas aproximadamente), se recibió una alarma de “Fuera de Sincronismo” para el Inversor estático 24 (ajustada y despejada) y se recibió una alarma de bajo nivel de aceite en el depósito superior de la Bomba de Refrigerante del Reactor (RCP) 23. El suministro eléctrico para el sistema de barras de control se distribuye desde dos conjuntos moto-generadores dispuestos en paralelo a cinco cabinas de alimentación a través de dos series de interruptores de disparo del reactor (RTBs). Las líneas de distribución de c.a. desde los RTBs se envían por encima de las cabinas de potencia a través de un conjunto trifásico completamente cerrado de conductos eléctricos, de cuatro cables conectables.

La energía de c.a. a cada cabina se transporta por el conjunto de conductos eléctricos a través de tres interruptores de desconexión, dotados de fusibles, enchufables para los circuitos de las bobinas de retención, arrastre y elevación de los mecanismos asociados con la cabina. Durante la investigación del suceso se descubrió que el interruptor de desconexión (JSI) de la cabina de alimentación del control de barras (CAB) 1AC estaba abierto. La apertura del interruptor de desconexión hizo que se perdiera alimentación a las bobinas de retención de doce (12) barras de control. El interruptor encontrado en posición abierto era el correspondiente a la cabina 1AC que controla las barras de control del Grupo 1 del CB A, Grupo 1 del CB C y Grupo 1 del SDB A. La pérdida del suministro eléctrico a estas barras de control hizo que las barras cayeran dentro del núcleo de acuerdo con el diseño. Cuatro (4) barras de control se insertaron parcialmente (desde 223 pasos a 150 pasos). El interruptor de desconexión de la cabina de alimentación a barras de control (1AC) se abrió al ser golpeado inadvertidamente por un contratista que estaba montando un andamiaje alrededor de las cabinas de alimentación de barras de control en la sala de cables del Edificio de Control (NA). El interruptor de desconexión a la cabina de alimentación del control de barras 1AC se volvió a cerrar. Una evaluación de la condición realizada por ingeniería del reactor concluyó que se perdió la alimentación a las bobinas de los trinquetes de retención de las barras de control cuando se abrió el interruptor de desconexión. Cuando no se demanda el movimiento y las barras permanecen estacionarias, se envía corriente a las bobinas de retención para mantener los trinquetes enganchados a las barras de control. El sistema de barras de control detectó la condición de pérdida de alimentación y transmitió una orden de alta intensidad a las bobinas de los trinquetes de arrastre que no habían perdido la alimentación. Las bobinas de los trinquetes de arrastre fueron capaces de retener a cuatro de las barras de control cuando estaban cayendo pero no retuvieron a las restantes barras de control de los otros grupos de barras. No se iluminaron siete (7) luces de barra a fondo después del suceso de caída de barras por fallos de los biestables de la indicación.

Para contestar las preguntas para este indicador será necesaria alguna información adicional a la recogida en el Informe de Suceso Notificable (LER). En este caso se necesitará el

historial de utilización de los POEs. Considérese para este ejemplo que no se utilizó ningún POE adicional más allá de los procedimientos normales.

1. ¿No se insertaron totalmente dos o más barras de control?

¿Se insertaron completamente en el núcleo las barras de control que se deben mover en el caso de disparo del reactor, en la forma mostrada por los criterios de aceptación del Procedimiento de Operación de Emergencia (POE)? Como ejemplo para algunos PWR que utilizan indicadores luminosos de barra a fondo, si más de una luz de barra a fondo no está iluminada, se debe contestar “SÍ” a esta pregunta. La base de este paso es determinar si se requieren acciones adicionales de los operadores como consecuencia del fallo en la inserción de todas las barras. Las acciones adicionales, tales como la boración de emergencia, plantean una complicación más allá de la respuesta al disparo del reactor que este indicador está intentando medir. Es admisible que haya una barra de control que no se inserte totalmente pues el diseño de la protección del núcleo ya tiene en cuenta la posibilidad de que una barra permanezca totalmente extraída del núcleo en caso de disparo del reactor. Se debe evaluar esta pregunta utilizando los criterios contenidos en el POE de la central usado para verificar que las barras de control se han insertado. Durante la realización de este paso del POE, la plantilla del Titular no necesitaría aplicar las acciones de “Respuesta no obtenida”. No se permiten para este indicador otros medios no especificados en los POEs.

Respuesta:

SÍ. Se debería contestar “SÍ” a esta pregunta y contabilizar el disparo como Disparo de Reactor con Complicaciones puesto que las luces de barra a fondo no indicaron barras de control totalmente insertadas. Si los POE permiten el uso de las indicaciones del ordenador de la central en lugar de las luces de barra a fondo, se debería contestar “NO” a esta pregunta. Para dar crédito a la indicación del ordenador de proceso de la central, su indicación no debe ser considerada como una “Respuesta no Obtenida” sino más bien como una indicación normal listada en el procedimiento.

2. ¿Falló el disparo de turbina?

¿Falló el disparo manual o automático de turbina según se requiere tras el disparo del reactor? Para que el disparo de turbina tenga éxito, el caudal de vapor hacia la turbina debe aislarse por la lógica de disparo de turbina activada por señal de disparo del reactor o por una acción del operador usando un solo botón-pulsador o maneta-conmutador. El crédito a la acción del operador de disparar la turbina se basa en la actuación de la lógica de disparo de turbina por acción del operador siguiendo los POE. Las acciones de los operadores para cerrar válvulas o detener bombas para conseguir el disparo de turbina que consistan en la realización de más de una acción simple, contabilizaría para este indicador como un fallo del disparo de turbina y como una complicación más allá de la respuesta normal a un disparo. En los disparos que ocurren antes de que la turbina esté en servicio o acoplada se debe contestar “No” a esta pregunta.

Respuesta:

NO. La turbina disparó de acuerdo con el diseño.

3. ¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de salvaguardias?

En el disparo del reactor o durante el periodo en que los operadores han respondido a un disparo del reactor usando los procedimientos de respuesta ante un disparo ¿se perdió la alimentación eléctrica a una barra de salvaguardias, no fue recuperada automáticamente por el sistema de corriente eléctrica de emergencia y permaneció desenergizada durante más de 10 minutos? Es aceptable dar crédito a las acciones de los operadores para re-energizar una barra de salvaguardias desde la Sala de Control para satisfacer esta pregunta.

Esta pregunta busca identificar una pérdida de potencia eléctrica en cualquier momento, en la que la barra de salvaguardia no se ha energizado o su re-energización ha requerido más de 10 minutos. La barra debe:

- permanecer energizada hasta que se ha abandonado el procedimiento de respuesta ante un disparo, o
- reenergizarse automáticamente por el sistema de alimentación eléctrico de emergencia (es decir, los generadores Diesel), o
- reenergizarse por los operadores desde fuentes normales o de emergencia por medio del cierre de un interruptor desde la Sala de Control.

Esta pregunta aplica a todas las barras eléctricas de salvaguardia (interruptores, centros de fuerza, centros de control de motores y barras de corriente continua). No aplica a las cabinas de 120 voltios. Se espera que la acción del operador para re-energizar una barra de salvaguardia no lleve más de 10 minutos.

Para CN Trillo, debe entenderse la alimentación eléctrica a las barras de salvaguardia BU/BV/BW/BX.

Respuesta:

NO. No se requirió que arrancasen los generadores Diesel de emergencia. La alimentación eléctrica exterior estuvo disponible a lo largo de la respuesta al disparo. Todas las barras ESF permanecieron energizadas a lo largo de la respuesta al disparo.

4. ¿Se recibió señal de Inyección de Seguridad?

Durante la respuesta al disparo, ¿se generó una señal de inyección de seguridad manual o automática? El propósito de esta pregunta es determinar si el operador debía responder a una condición anormal que requería la inyección de seguridad o responder a la actuación de equipos que normalmente no actúan en un disparo sin complicaciones. Esta cuestión incluye cualquier condición que amenace el inventario, la temperatura o la presión del primario lo suficiente como para requerir la inyección de seguridad. Debe contabilizarse una fuga grande de tubos del generador de vapor que requiera el disparo manual porque está más allá de la capacidad del sistema

normal de carga, incluso si la inyección de seguridad no se ha usado, ya que serían necesarias bombas de carga adicionales para reponer inventario.

Para CN Trillo debe entenderse la generación de 2 de 3 Criterios de Refrigeración de Emergencia (2 de 3 CRE).

Respuesta:

NO. No se requirió o activó la señal de inyección de seguridad.

5. ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Si estaba operando antes del disparo, ¿dejó de operar y no se pudo arrancar de nuevo durante la respuesta al disparo del reactor? Esta pregunta determina si el agua de alimentación principal podía usarse para alimentar a los generadores de vapor en caso necesario. La consideración de “no recuperable usando procedimientos aprobados de la planta” permitirá que se conteste “No” si no hay un impedimento físico que impida al personal de operación el arranque de los equipos necesarios, alinear los sistemas requeridos, o satisfacer la lógica requerida usando procedimientos aprobados y disponibles antes de que ocurriera el disparo.

El personal de operación debe ser capaz de arrancar y operar los equipos requeridos usando alineamientos normales y procedimientos aprobados normales o anormales para alimentar el mínimo número de generadores de vapor que requieren los POE para satisfacer el criterio de sumidero de calor. Se permite la operación manual de las controladoras o de los equipos, incluso si normalmente es automática, siempre que esté contemplado en los procedimientos. En las situaciones en que se requieren actividades de mantenimiento o alineamientos no procedimentados debe contestarse “Sí”. Adicionalmente, la recuperación del agua de alimentación debe ser capaz de alimentar a los generadores de vapor en un periodo razonable de tiempo. Los operadores deben ser capaces de arrancar una bomba de agua de alimentación principal y alimentar a los Generadores de Vapor en menos de 30 minutos. En las condiciones de arranque en las que el agua de alimentación principal no está en servicio antes del disparo, no debe considerarse esta cuestión y debe omitirse. Si hay características de diseño o prohibiciones de procedimiento que impiden el re arranque del agua de alimentación principal, esta pregunta debe contestarse “No”.

Para CN Trillo debe entenderse la indisponibilidad de los sistemas RL y RR (pérdida simultánea de los dos sistemas) RL o RR.

Respuesta:

NO. Las bombas de agua de alimentación principal estaban disponibles y el sistema de agua de alimentación podría haber funcionado para suministrar agua de alimentación a todos los generadores de vapor.

6. ¿Se necesitó entrar en otro POE para completar la respuesta al disparo?

Debe completarse la respuesta al disparo sin hacer una transición a un POE adicional después de haber entrado en el procedimiento de respuesta ante el disparo (la ES-0.1 para plantas de diseño Westinghouse). Este paso se usa para determinar si el disparo no tuvo complicaciones contando si se requirieron procedimientos adicionales aparte de la propia respuesta al disparo. Una planta que salga del procedimiento normal de respuesta ante un disparo sin usar otro procedimiento puede responder a este paso "No". El uso discrecional de las Guías de Recuperación de Funciones de menor nivel (camino amarillo) es una excepción aceptada a este requisito. El uso del procedimiento de confirmación del diagnóstico es aceptable a menos que se requiera la transición a otro procedimiento.

Para CN Trillo debe entenderse la salida desde el Árbol de Decisión de Anomalías y Emergencias (ADAE) hacia un procedimiento del capítulo 3 del Manual de Operación.

Respuesta:

NO. Los procedimientos de respuesta al disparo del reactor se completaron sin entrar en otro POE.

H2.2 Estudio de caso PWR 2

A una potencia estable del reactor del 100%, los operadores dispararon manualmente el reactor como resultado de oscilaciones en el caudal de Agua de Alimentación (FW) y el nivel de un GV, con perturbaciones de caudal y movimientos de las tuberías de FW en el edificio de las bombas de agua de alimentación auxiliar (AFW). Antes del transitorio, mientras el reactor estaba operando al 100% de potencia, con control de nivel del GV 22 en AUTO, los registros de nivel de rango estrecho del GV mostraron dos ciclos de cambios de nivel de aproximadamente el 2%, corregidos automáticamente sin intervención del operador. Posteriormente, los operadores observaron que el nivel de rango estrecho del GV 22 comenzaba a descender desde su valor normal del 49% hasta el 30% con una alarma de desviación que se activó al 44%. Los operadores de sala de control observaron un caudal oscilante del FW y un comportamiento errático de la válvula reguladora del FW principal al GV 22, FCV-427. Los operadores entraron en el Procedimiento de Operación Anormal 2AOP-FW-1 y pusieron en manual la válvula reguladora de FW (FCV 427) e intentaron incrementar, sin éxito, el caudal de FW al GV 22. Las oscilaciones excesivas del caudal de agua de alimentación continuaron. Los operadores abrieron entonces la válvula de bypass de bajo caudal FCV-427L para incrementar el nivel del GV, lo que inició el aumento de nivel del GV 22 desde el 30%. A un nivel aproximado del GV del 35%, se volvió a cerrar la válvula FCV-427L. Un rondista (o auxiliar) en el edificio de las bombas de AFW informó a sala de control sobre ruidos importantes debido a las perturbaciones de caudal y movimientos de tuberías. Basándose en las condiciones de la central, el Jefe de Turno ordenó el disparo manual del reactor. Todas las barras de control se insertaron completamente y todos los sistemas primarios funcionaron adecuadamente. La válvula FCV-427 reguladora del agua de alimentación al GV 22 falló, no cerrando completamente.

Los operadores iniciaron el aislamiento del FW cerrando las válvulas motorizadas de aislamiento del FW BFD-5-1 y BFD-90-1. Se produjo un disparo por alto nivel del generador de vapor 22 al 73% de nivel, que inició el cierre automático de las válvulas motorizadas de la descarga de la bomba de FW (BFD-2-21 y BFD-2-22), de las válvulas de regulación y aislamiento del FW y del FW de bajo caudal, disparando las turbobombas del FW principal. La central se estabilizó en Espera Caliente extrayendo el calor residual a través del condensador principal. La alimentación eléctrica exterior permaneció disponible y por tanto los Generadores Diesel no arrancaron. El sistema de AFW arrancó automáticamente como consecuencia del bajo nivel del GV que se producía normalmente en los disparos desde plena potencia. La válvula FCV-427 reguladora del caudal de FW es una válvula de globo con actuador Copes-Vulcan, modelo D-1000-160. La válvula tiene un posicionador para realizar su función reguladora y tres solenoides unidas al actuador para cierre rápido. Los operadores de Sala de Control observaron las luces de barra a fondo, y el primer anunciador de disparo del reactor (disparo manual). La central se estabilizó en parada caliente con extracción del calor residual al condensador principal a través de las válvulas de descarga de vapor. Se realizó una evaluación después del transitorio. Se realizó una inspección no intrusiva de las restantes válvulas reguladoras del FW (FCV-417, FCV-437, FCV-447) para verificar que sus actuadores no se habían desenroscado del cuerpo de la válvula. La verificación se hizo comprobando la máxima capacidad de carrera de la FCV y refiriéndola a un punto en él que el vástago de la válvula se conecta al yugo del actuador (Las mediciones de los pasos de rosca del actuador expuestos y de las columnas del actuador se compararon con el desplazamiento disponible del actuador). Estas mediciones proporcionaron una seguridad razonable de que las restantes tapas de las FCV estaban adecuadamente roscadas en los cuerpos. Tras la parada de la central se hizo una ronda de inspección de las cuatro (4) líneas de FW dentro del recinto de contención y de las tuberías de FW y AFW fuera de la contención buscando posibles daños producidos por las perturbaciones del caudal de FW. No se encontraron indicaciones de movimiento excesivo o daño en el aislamiento, soportes o tuberías por encima de la cota 95 pies de la contención ni se observaron signos de movimientos excesivos, daño en los soportes, impactos/marcas en los soportes o daño en el aislamiento de las líneas de FW a los GV-21, GV-22, GV-23, GV-24 en ninguna cota del recinto de contención. No se evidenció ningún daño en las tuberías ni soportes del FW y AFW fuera del recinto de contención debido a los movimientos de tubería causados por las perturbaciones de caudal. Las tuberías de FW dentro y fuera de la contención mostraban en el suelo un ligero polvillo del aislamiento, que era indicativo de vibración de las tuberías.

Para contestar las preguntas para este indicador será necesaria alguna información adicional a la recogida para el Informe de Suceso Notificable. En este caso se necesitará el historial de utilización de los POEs. Considérese para este ejemplo que no se utilizó ningún POE adicional más allá de los procedimientos normales.

1. ¿Hubo fallo en la inserción completa de dos o más barras de control?

Respuesta:

NO: Todas las barras de control se insertaron totalmente como indicaron las luces de barra a fondo.

2. ¿Falló el disparo de turbina?

Respuesta:

NO. La turbina disparó de acuerdo con el diseño.

3. ¿Se perdió la alimentación a alguna barra ESF?

Respuesta:

NO. No se requirió que arrancasen los generadores Diesel de emergencia. La alimentación eléctrica exterior estuvo disponible en la respuesta al disparo. Todas las barras de salvaguardia permanecieron energizadas en la respuesta al disparo.

4. ¿Se activó la señal de Inyección de Seguridad?

Respuesta:

NO. No se requirió o activó señal de inyección de seguridad.

5. ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Respuesta:

NO. El FW fue la causa del disparo manual del reactor. Una de las cuatro válvulas reguladoras de la alimentación (FRV-447) estuvo indisponible para el aporte de agua de alimentación a los GVs. Las bombas de FW estuvieron disponibles para su re arranque y tres lazos de FW podrían haber funcionado para suministrar FW a 3 de los 4 GVs.

6. ¿Se necesitó entrar en otro POE para completar la respuesta al disparo?

Respuesta:

NO. Los procedimientos de respuesta al disparo del reactor se completaron sin entrar en otro POE.

H2.3 Estudio de caso PWR 3

Se inició el disparo automático de reactor debido a una condición de bajo caudal de refrigerante del reactor tras el disparo del motor de la bomba de refrigerante del reactor (RCP) B El disparo de la RCP se inició por un desequilibrio de corrientes detectado por el relé de protección del motor. El desequilibrio de corriente fue consecuencia de una perturbación en el sistema de distribución. Al ocurrir el suceso la central estaba operando en

Modo 1 (operación a potencia) al 100% de potencia. La perturbación del sistema tuvo su origen en una falta de una línea de transporte dentro del sistema de transporte de una cooperativa eléctrica vecina. Debido a una conexión eléctrica defectuosa dentro del esquema de relés de protección de la cooperativa eléctrica, los interruptores de la línea de transporte que protegían la línea afectada no recibieron la señal de disparo para despejar la falta. Puesto que el diseño de la lógica de fallo del interruptor utilizaba los mismos circuitos que incluían la conexión eléctrica defectuosa, la lógica de fallo de interruptor no se inició para disparar el interruptor más próximo para despejar la falta aguas arriba en la línea de transporte. Además no existían instalaciones de relés (relying) de líneas redundantes o dispositivos de apoyo local en el transformador de la subestación. Como consecuencia, no se despejó la falta del sistema de transporte de la cooperativa eléctrica. Durante los siguientes ocho minutos, aproximadamente, se produjeron faltas posteriores en el sistema de transporte puesto que la línea se dañó y cayó a tierra a una distancia aproximada de seis millas. Finalmente, la condición de falta se despejó tras el fallo del transformador del sistema de distribución que alimentaba a la línea de transporte que tuvo la falta. Aproximadamente 1 minuto después de iniciado el suceso, la RCP "B" disparó debido a un desequilibrio de corrientes resultante de la perturbación en la línea de transporte. El disparo automático de reactor se inició por una condición de bajo caudal de refrigerante del reactor debido al disparo de la RCP. Poco después del disparo del reactor, las tres RCP restantes y todas las bombas de agua de circulación del condensador principal dispararon también por desequilibrio de corriente en los motores. Debido al disparo de todas las RCP, las duchas del presionador estuvieron indisponibles. Adicionalmente, los disparos de todas las bombas de agua de circulación del condensador principal afectaron a la capacidad de utilizar el condensador principal como sumidero de calor. Esto hizo que se dependiera de la descarga de vapor a la atmósfera haciendo que la temperatura media del sistema de refrigeración del reactor subiera de 557 a 562°F. La combinación del establecimiento de la circulación natural debido a la pérdida de todas las RCP y el incremento de la temperatura media del RCS, produjo una entrada de agua en el presionador que elevó la presión del RCS hasta el punto de tarado de la válvula motorizada de alivio (PORV) del presionador. Antes de volver a poner en funcionamiento el sistema de la ducha del presionador, ambas PORV se abrieron una vez momentáneamente aliviando la presión del RCS al tanque de alivio del presionador. Las RCP se pusieron de nuevo en servicio aproximadamente 32 minutos después del inicio del suceso. Durante todo el suceso, todos los sistemas y componentes relacionados y no relacionados con la seguridad funcionaron de acuerdo con el diseño.

Para contestar las preguntas para este indicador será necesaria alguna información adicional a la recogida para el Informe de Suceso Notificable (ISN). En este caso se necesitará el historial de utilización de los POEs. Considérese para este ejemplo que no se utilizó ningún POE adicional más allá de los procedimientos normales.

1. ¿Hubo fallo en la inserción completa de dos o más barras de control?

Respuesta:

NO: Todas las barras de control se insertaron totalmente como indicaron las luces de barra a fondo.

2. ¿Falló el disparo de turbina?

Respuesta:

NO. La turbina disparó de acuerdo con el diseño.

3. ¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de salvaguardias?

Respuesta:

NO. Todas las barras de salvaguardias permanecieron energizadas en la respuesta al disparo.

4. ¿Se activó la señal de Inyección de Seguridad?

Respuesta:

NO. No se requirió o recibió señal de inyección de seguridad.

5. ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Respuesta:

SÍ La pérdida de alimentación eléctrica tuvo como resultado una pérdida completa del agua de circulación y la capacidad de que el escape de las turbinas de las bombas de agua de alimentación descargara al condensador. La pregunta podría ser contestada con un "NO" si el agua de circulación, el vacío del condensador y el agua de alimentación principal pudiera haber sido restablecida dentro del límite de 30 minutos, o si estaba disponible una bomba de agua de alimentación accionada eléctricamente que no requiriese vacío en el condensador para alimentar a los generadores de vapor.

6. ¿Se necesitó entrar en otro POE para completar la respuesta al disparo?

Respuesta:

NO. Los procedimientos de respuesta al disparo del reactor se completaron sin entrar en otro POE.

H3 Discusión de base del diagrama de flujo BWR

H3.1 ¿Falló la actuación del RPS en la indicación o en el establecimiento de un patrón de barras de núcleo frío y libre de xenón?

El objeto de esta pregunta es verificar que el reactor disparó realmente y que los operadores tenían información suficiente para verificar el disparo. Siempre que la central utilice las preguntas del POE para verificar que el reactor disparó sin entrar en el tramo de control de nivel/presión de los POEs, la respuesta a esta pregunta debería ser "No".

Se ofrece como ejemplo la declaración del Apéndice B de la Revisión 2 del BWROG EPG/SAG:

Si no se puede determinar que cualquier barra de control está insertada hasta o más allá de la posición de máxima posición de extracción subcrítica de banco y no se ha determinado si el reactor permanecerá parado en todas las condiciones, sin boro, entrar en Control de Nivel/Potencia.

Por ejemplo:

¿Están todas las barras de control insertadas hasta a más allá de la posición de máxima posición de extracción subcrítica de banco (si es que no, la respuesta para este indicador es Sí)? ¿Permanecerá subcrítico el reactor en todas las condiciones, sin boro? (sí es no, entonces esto es “Sí” para este indicador).

Por ejemplo:

No todas las barras están totalmente insertadas y el reactor no permanecerá parado en todas las condiciones sin boro, entonces entrar en control de nivel/presión (si es que sí, entonces es un “Sí” para este indicador).

H3.2 Tras el transitorio inicial, ¿hubo imposibilidad de establecer el control de presión de la vasija?

Esta pregunta se incluye para verificar la capacidad de transferir la energía del reactor al medio ambiente utilizando el sistema normal de control de la presión. El ciclado inicial de las SRVs (Válvulas de alivio-seguridad) es típico de algunos transitorios en los que no hubo fallo del sistema normal de control de la presión. La operación inicial de las SRVs no indica problemas de control de presión con el sistema normal de control de la presión. Por consiguiente, el funcionamiento cíclico puede ocurrir después de un disparo hasta que queda controlada la presión. Cualquier ciclado después de que se haya controlado la presión daría lugar a una respuesta “SÍ”. Algunos diseños de central también pueden tener una disminución del punto de tarado de las SRVs que abriría SRVs adicionales y reduciría la presión del reactor por debajo del valor de tarado normal de cierre de la SRV. Cualquier apertura adicional de las SRVs para controlar la presión del reactor, tanto automática como manualmente, indica la incapacidad del sistema normal de control de la presión para funcionar adecuadamente. Las SRV(s) atascadas abiertas baipasan el sistema normal de control de la presión y conduciría a un “SÍ” para este indicador.

Por ejemplo:

Tiene lugar un disparo de turbina y las SRVs abren para controlar la presión del reactor. La reducción del punto de tarado actúa y reduce la presión del reactor del valor normal de 1025 psig hasta 930 psig. Después del cierre de las SRVs la presión del reactor se incrementa debido al calor residual y abren las válvulas de baipás. Esta pregunta sería contestada con un “NO”.

Por ejemplo:

Se produce fallo de un controlador de presión con disparo de reactor por alta presión en el reactor. Las SRVs abren para controlar la presión del reactor. La reducción del punto de tarado actúa y reduce la presión del reactor del valor normal de 1025 psig hasta 930 psig. Después del cierre de las SRVs la presión del reactor sube debido al calor residual y las SRVs abren de nuevo para controlar la presión del reactor. El operador toma el control manual de las válvulas de baipás y las abre para mantener la presión del reactor. Esta pregunta sería contestada con un “SÍ”. La respuesta positiva es resultado de la apertura de las SRVs después de que se estableciera el control de presión en el transitorio inicial.

Por ejemplo:

Se produce el fallo de un controlador de presión con disparo de reactor por alta presión. Las SRVs abren para controlar la presión del reactor. La reducción del punto de tarado actúa y reduce la presión del reactor del valor normal de 1025 psig hasta 930 psig. Después del cierre de las SRVs la presión del reactor no sube porque el disparo del reactor ocurrió con una baja carga de calor residual y los drenajes de la línea de vapor principal estaban abiertos. Esta pregunta sería contestada con un “NO”.

H3.3 ¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de clase 1E o de salvaguardias?

Las centrales con barra dedicada para el rociado de alta presión del núcleo (HPCS) no contabilizan la barra HPCS ESF en este indicador.

El objeto de esta pregunta es verificar que se disponía de alimentación eléctrica después del disparo del reactor. La pérdida de la alimentación eléctrica puede dar lugar a que se cumplan otros criterios en este indicador. Esta cuestión se refiere únicamente a la energía eléctrica. Si se mantuviera el suministro eléctrico o se restableciera dentro de los 10 minutos permitidos, la respuesta a esta pregunta sería “No”. Hay una excepción a este paso que permite como alternativa aceptable que un Operador restablezca la alimentación antes de 10 minutos. Esta excepción está limitada a las acciones necesarias para cerrar uno o varios interruptores o contactos desde un panel principal de Sala de Control. Las acciones que precisan de acceso a los paneles posteriores de Sala de Control o a cualquier panel local exigen que esta pregunta se responda con un “Sí”. Es aceptable manipular más de un actuador, tal como la maneta/llave de sincronismo, en el proceso de restablecer la energía a la barra. Es aceptable cerrar más de un seccionador. Es aceptable restablecer la alimentación eléctrica desde una fuente de corriente alterna de emergencia, tal como los generadores Diesel, o desde las fuentes externas a la central. Se han discutido las acciones adicionales del operador para restablecer el suministro a otras barras y se han considerado aceptables siempre que se puedan completar dentro del límite de tiempo de 10 minutos (elegido para limitar la complejidad) y las restricciones para la operación del seccionador o interruptor desde el panel principal de control. Cualquier otra acción más allá de las citadas se consideraría como una complicación para esta pregunta. A causa de las amplias variaciones en los diseños, tensión y nomenclatura de distribución eléctrica entre los diferentes diseños de central, no se presentan aquí ejemplos específicos. Existe una excepción para una central diseñada con una barra ESF dedicada para la Bomba de Rociado de Alta Presión del Núcleo (HPCS). Si la central tiene una dedicada (solo suministra energía al equipo HPCS) entonces

la barra HPCS ESF no tiene que ser considerada en esta pregunta. Esto sería similar a un disparo del reactor con pérdida de HPCI (Inyección de Refrigerante de Alta Presión) que por sí mismo no contaría para este PI.

H3.4 ¿Se activó la señal de Inyección de Nivel 1 o muy bajo nivel?

Lo que hay que considerar en esta pregunta es si el operador tenía, o no, que responder a condiciones anormales que requerían una inyección de seguridad de baja presión o si el operador tenía que responder a la actuación de equipos adicionales que normalmente no actuaría en un disparo sin complicaciones. En algunos diseños de central algunos sucesos tienen como resultado una señal de inyección de alta presión por nivel en la vasija. La iniciación automática o manual del ECCS de baja presión indica la incapacidad de los sistemas de alta presión para funcionar correctamente o que se ha producido una fuga importante. Alternativamente, para centrales que no tienen una señal de nivel para el ECCS de alta presión separada de la señal del ECCS por bajo nivel se permite desviarse de esta pregunta y contesta “Sí” si el sistema inyectó.

H3.5 ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Si el Agua de Alimentación Principal estaba funcionando antes del disparo, ¿cesó de funcionar y no pudo ser vuelta a arrancar durante la respuesta al disparo del reactor? Lo que se debe considerar en esta pregunta es si el Agua de Alimentación Principal podría ser utilizada para alimentar a la vasija del reactor en caso necesario. El calificativo “no recuperable utilizando los procedimientos aprobados de central” permitirá al Titular de la licencia contestar “NO” a esta pregunta si no hay ninguna limitación física que impida que el personal de operación arranque el equipo necesario, alinee los sistemas requeridos o satisfaga la lógica requerida utilizando los procedimientos de la central aprobados que estaban vigentes antes de que se produjera el disparo del reactor.

El personal de operación debe ser capaz de arrancar y operar el equipo requerido utilizando los alineamientos normales y los procedimientos de operación normal y anormal aprobados. Se permite la operación manual de los controladores/equipo, incluso si normalmente funcionan en automático, si el procedimiento lo indica. Las situaciones que exigen actividades de mantenimiento o alineamientos de operación no procedimentados responderán afirmativamente a esta pregunta. Adicionalmente, el restablecimiento del Agua de Alimentación Principal debe ser capaz de suministrar agua a la vasija del reactor en un período de tiempo razonable. El personal de operación debería ser capaz de arrancar una bomba de Agua de Alimentación Principal y comenzar a alimentar a la vasija del reactor en 30 minutos. Durante condiciones de arranque en las que el Agua de Alimentación Principal no se había puesto en servicio antes del disparo, no se debería tomar en consideración esta pregunta y debería ser obviada.

Puesto que los diseños BWR tienen un sistema de alta presión de emergencia que funciona automáticamente entre un nivel alto y otro bajo de la vasija, no es necesario que el sistema de Agua de Alimentación principal continúe funcionando después de un disparo del reactor. Sin embargo, el que no esté disponible el sistema de Agua de Alimentación principal se

considera lo suficientemente significativo para el riesgo como para contestar “Sí” a este pregunta para este PI. Para que se considere disponible el sistema debe estar libre de daños o fallos que impedirían un nuevo arranque del sistema. Por lo tanto, hay alguna dependencia de la condición física del equipo para llegar a una decisión sobre esta pregunta. Los valores del vacío del condensador, agua de refrigeración y presión del vapor deberían ser evaluados basándose en los requisitos de operación de las bombas y pueden ser inferiores a los normales si los procedimientos permiten el funcionamiento de las bombas a valores inferiores.

El margen de tiempo de 30 minutos para volver a arrancar el Agua de Alimentación principal se eligió en base a un re-arranque desde condición caliente con un nivel adecuado de agua en el reactor. Puesto que este margen de tiempo no será medido directamente debería ser una estimación desarrollada en base a la condición física de los sistemas de la central tras el disparo del reactor. Si no existen condiciones físicas anormales, se debería ser capaz de cumplir los 30 minutos. Si los procedimientos y el diseño de la central requirieran más de 30 minutos, incluso si todos los sistemas estuvieran calientes y la condición física de los mismos tras el disparo del reactor fuera normal, se debería utilizar un tiempo rutinario en la evaluación de esta pregunta. La opinión meditada de una persona del turno con licencia de supervisor es aceptable para cumplir el margen de tiempo.

H3.6 Tras el transitorio inicial, ¿los valores estabilizados de presión y nivel de la vasija y la presión en el pozo seco cumplían las condiciones de entrada en POEs?

Puesto que los diseños BWR tienen un sistema de emergencia de alta presión que opera automáticamente entre niveles de la vasija alto y bajo, no es necesarios que el agua de alimentación principal continúe en operación tras un disparo del reactor. Sin embargo, la indisponibilidad del sistema de agua de alimentación principal se considera de la suficiente significación para el riesgo como para requerir una respuesta afirmativa a en este indicador. Para considerar que está disponible, el sistema debe encontrarse libre de daño o fallo que impedirían el re arranque del sistema. Para decidir esta cuestión hay, por tanto, que establecer la confianza en la condición material o disponibilidad del equipo. Deben evaluarse los requisitos de vacío en el condensador, de agua de circulación y valor de presión de vapor necesarios para operar las bombas y pueden ser menores de lo normal si se permite la operación de las bombas a esa presión más baja.

El tiempo estimado de 30 minutos para el re arranque del Agua de Alimentación Principal se elige basado en el arranque desde una condición caliente con una nivel adecuado en la vasija. Puesto que no se medirá este tempo directamente, debe hacerse una estimación basada en la condición real de los sistemas de la planta después del disparo del reactor. Si no existen condiciones anormales, debería poderse cumplir con el tiempo de 30 minutos. Si los procedimientos de la planta requieren más de 30 minutos, incluso con todos los sistemas calientes y las condiciones de los sistemas tras el disparo fuera normal, debe usarse el tiempo habitual en la evaluación de esta pregunta. El juicio de un supervisor con licencia del turno debe usarse para determinar si se cumple el tiempo especificado¹⁸.

¹⁸FAQ 481

Cuando se produce disparo del reactor los operadores de la central entrarán en los POEs para responder a esta condición. En el caso de un disparo rutinario, se saldrá rápidamente del procedimiento iniciado tras comprobar que el reactor se ha parado, que no se está produciendo un enfriamiento excesivo, que está disponible la energía eléctrica y que las presiones y temperaturas del refrigerante del reactor tienen los valores esperados y están controladas. Una vez que se han hechos estas comprobaciones y las condiciones de la central se pueden considerar estables, los operadores saldrán del procedimiento inicial y pasarán a otro procedimiento que estabilizará y preparará el resto de los sistemas de la central para la transición al uso de los procedimientos normales de operación. La central estaría entonces lista para mantenerse en Espera Caliente para llevar a cabo un enfriamiento controlado normal o para comenzar de nuevo el proceso de arranque. Los criterios incluidos en esta pregunta se utilizan para verificar que no se ha desarrollado ninguna otra condición durante la estabilización de la central en la respuesta al disparo relacionada con los parámetros de la vasija que requiriera continuar operando en los POEs o volver a entrar en los POEs o realizar la transición a un POE para el control del incidente. Mantener la operación con los POEs que no están relacionados con los parámetros de la vasija y del pozo seco no cuenta para este indicador.

Por ejemplo:

Un nivel alto o bajo de la Piscina de Supresión requiere entrar en un POE sobre Control de la Contención.

El cumplimiento de las condiciones de entrada para este POE no cuenta para este indicador.

H4. Estudio de casos BWR

H4.2 Estudio de caso BWR 1

Una central experimentó un disparo automático de reactor como consecuencia de que un interruptor disparó debido a una falta a tierra en una barra de 34,5 kV aguas abajo del Transformador de Servicios Auxiliares. La pérdida del transformador tuvo como consecuencia la pérdida de la alimentación a 2 de las 4 barras principales del BOP y a una de las tres barras ESF. El Generador Diesel de Emergencia de División 1 arrancó por la pérdida de alimentación y se conectó a la barra de Salvaguardias.

El Alternador Principal disparó por potencia inversa y las válvulas de baipás de la turbina abrieron para controlar la presión. Ninguna SRV abrió durante este suceso.

Los dos sistemas de actuación del RPS actuaron, aunque por razones diferentes. El sistema RPS "A" actuó por la pérdida de la alimentación a la barra del BOP (Balance of Plant) (suministro al grupo moto generador del RPS "A") puesto que se suministraba desde un transformador de servicios auxiliares. Con la pérdida consiguiente de potencia a los componentes del sistema de condensado/agua de alimentación, el sistema B del RPS actuó por bajo nivel (11,4 pulgadas) de agua del reactor. Todas las barras de control se insertaron hasta la posición 00.

El nivel de agua del reactor bajó hasta aproximadamente -75 pulgadas en la instrumentación de nivel de rango ancho antes de que los sistemas de Rociado del Núcleo de Alta Presión (HPCS) y de Refrigeración del Núcleo del Reactor Aislado (RCIC) se iniciaran a -41,6 pulgadas y restablecieran el nivel hasta la banda especificada en el POE. Se transfirió el control de nivel al controlador de nivel de arranque y ambos sistemas HPCS y RCIC fueron retirados del servicio.

Los aislamientos del primario, del secundario y del pozo seco se produjeron de acuerdo con el diseño a -41,6 pulgadas junto con el arranque del Diesel de la división III (HPCS).

Una ronda de inspección de la subestación después del disparo del reactor puso de manifiesto que un mapache había entrado en la zona del transformador de servicios auxiliares y producido la falta a tierra.

Antes del disparo del reactor la potencia era del 100% y ambas bombas de agua de alimentación principal estaban en servicio.

El agua de alimentación no estaba disponible para controlar el nivel.

El nivel de la vasija se restableció a la banda de nivel del POE (de +11,4 pulgadas [punto de tarado del disparo del reactor por bajo nivel] a +53,5 pulgadas [punto de tarado de disparo de la bomba de agua de alimentación por alto nivel]) sin ninguna señal adicional de disparo del reactor. La presión del pozo seco no se vio afectada de forma perceptible por este suceso.

1. ¿Falló la actuación del RPS en la indicación o en el establecimiento de un patrón de barras de núcleo frío y libre de xenón?

Respuesta: “No”. Como se dijo, la Inserción Alternativa de Barras no estaba indicada ni fue requerida.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. Aunque no se insertaron todas las barras, ingeniería del reactor, utilizando un procedimiento aprobado, hizo un cálculo de ordenador que determinó que el reactor permanecería parado en condiciones de núcleo frío y libre de Xenón.

Respuesta: “Sí”. No se insertaron todas las barras; no fue posible contactar con ingeniería del reactor por lo que operación entró en el tramo ATWS de los POEs. Los cálculos posteriores de ingeniería del reactor determinaron que el reactor permanecería parado en condiciones de núcleo frío y libre de Xenón.

Respuesta: “Sí” Todas las barras fallaron a la inserción completa.

2. Tras el transitorio inicial, ¿hubo imposibilidad de establecer el control de presión de la vasija?

Respuesta: “No”. La turbina principal no disparó como consecuencia del transitorio en la subestación. La turbina disparó finalmente por potencia inversa momento en el que las válvulas de baipás de turbina funcionaron para controlar la presión del reactor.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. La turbina principal disparó dando lugar a la apertura de una o más SRV. Tras la apertura inicial de las SRVs, las válvulas de baipás de la turbina principal abrieron para controlar la presión.

Respuesta: “Sí”. La turbina principal disparó dando lugar a la apertura de las 20 SRV. Como consecuencia de los problemas del controlador de presión, operación abrió manualmente con posterioridad una SRV adicional para controlar la presión del reactor.

Respuesta: “Sí”. La turbina principal disparó y, como resultado de la pérdida de vacío en el condensador, una o más SRVs fueron usadas para controlar la presión del reactor.

3. ¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de clase 1E o de salvaguardias?

Respuesta: “No”. Aunque una barra ESF (División I) perdió la alimentación, el Diesel de emergencia arrancó y restableció el suministro a la barra ESF.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. Se perdió el suministro eléctrico a la barra ESF. El Diesel de emergencia estaba fuera de servicio y se restableció la potencia cerrando un interruptor de alimentación alternativo desde la sala de control.

Respuesta: “Sí” Se perdió el suministro eléctrico a una barra ESF. El Diesel de emergencia estaba fuera de servicio. Se restableció la alimentación a la barra ESF rearmando un bloqueo en los paneles posteriores y cerrando el interruptor desde la sala de control.

4. ¿Se activó la señal de inyección por Nivel 1 o muy bajo nivel?

Respuesta: “No”. El nivel de la vasija descendió hasta aproximadamente -75 pulgadas produciendo el arranque automático del RCIC y del HPCS. Sin embargo, para esta central el nivel 1 es -150,3 pulgadas.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. HPCS y RCIC fallaron al arrancar/funcionar. El nivel cayó a -110 pulgadas pero se estabilizó utilizando las bombas de accionamiento de barras de control (CRD).

Respuesta: “Sí” El HPCS y el RCIC fallaron al arrancar/funcionar. El nivel de la vasija cayó hasta -150,3 pulgadas y los operadores iniciaron manualmente la inyección de baja presión.

5. ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Respuesta: “No”. Aunque algunas de las bombas del sistema de condensado perdieron la alimentación, lo que originó disparo de las dos bombas de agua de alimentación, se recuperó el sistema de agua de alimentación utilizando los procedimientos normales. Se restableció el agua de alimentación, y el RCIC/HPCS fue puesto fuera de servicio.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. El nivel fue restablecido por el RCIC. Una bomba de condensado y una bomba de refuerzo de condensado permanecieron funcionando. Aunque ambas bombas de agua de alimentación dispararon, no existía ningún problema con ninguna de las bombas que hubiera impedido que volvieran a arrancar en caso necesario.

Respuesta: “Sí” El nivel fue restablecido por el RCIC. Una bomba de condensado y una bomba de refuerzo de condensado permanecieron funcionando. Ambas bombas de agua de alimentación dispararon y los problemas del vacío del condensador hubieran impedido su re-arranque si hubieran sido necesarias.

6. Tras el transitorio inicial, ¿los valores estabilizados de presión y nivel de la vasija y la presión en el pozo seco cumplían las condiciones de entrada en POEs?

Respuesta: “No”. Después del suceso inicial, la presión del reactor fue controlada por el sistema de control de presión de la turbina en un valor inferior a 1064,7 psig condición de entrada de presión del reactor alta (punto de tarado del disparo del reactor por alta presión del reactor). El nivel del reactor se restableció en la banda de nivel del POE (+11,4 pulgadas [punto de tarado del disparo de reactor de bajo nivel] a +53,5 pulgadas [punto de tarado del disparo de la bomba de alimentación de nivel alto]) sin ninguna señal adicional de disparo. La presión del pozo seco no se vio afectada de forma apreciable por este suceso.

Respuestas alternativas si / no como ejemplos:

Respuesta: “No”. Después del suceso inicial la presión del reactor fue controlada por el sistema de control de presión de la turbina en un valor inferior a 1064,7 psig condición de entrada de presión del reactor alta (punto de tarado del disparo del reactor por alta presión del reactor). El nivel del reactor se restableció en la banda de nivel del POE (de +11,4 pulgadas [punto de tarado del disparo de reactor de bajo nivel] a +53,5 pulgadas [punto de tarado del disparo de la bomba de alimentación de nivel alto]) sin ninguna señal adicional de disparo. La vasija fue sobrealimentada dos veces, dando lugar a un disparo de la bomba de alimentación por alto nivel. Sin embargo, cuando el nivel descendió por debajo del punto de tarado del disparo por alto nivel, se volvió a poner en operación de acuerdo con el procedimiento la bomba de alimentación. La presión del pozo seco no se vio afectada de forma apreciable por este suceso.

Respuesta: “Sí” Después del suceso inicial la presión del reactor fue controlada por el sistema de control de presión de la turbina en un valor inferior a 1064,7 psig condición de entrada de presión del reactor alta (punto de tarado del disparo del reactor por alta

presión). El nivel de la vasija se restableció en la banda de nivel del POE (+11,4 pulgadas [punto de tarado del disparo de reactor por bajo nivel] a +53,5 pulgadas [punto de tarado del disparo de la bomba de alimentación por alto nivel]) pero unos problemas en la válvula de control de nivel en el arranque dieron lugar a una señal adicional de disparo de reactor por bajo nivel.

H4.2 Estudio de caso BWR 2

Una central experimentó un disparo de reactor automático por cierre rápido de la válvula de control de la turbina como consecuencia de un rechazo de carga. El suceso iniciador para dicho disparo automático fue el cierre de un seccionador de 500 kV que estaba abierto por mantenimiento. Los fuertes vientos contribuyeron al cierre del seccionador y al contacto con la barra energizada. La presión ejercida por el viento sobre las cuchillas del seccionador venció el esfuerzo contrario del muelle del interruptor de desconexión. Adicionalmente, la abrazadera de bloqueo de la posición “Abierto” en el accionador del motor estaba rota. Se produjo una falta a tierra de baja impedancia a través de las conexiones de puesta a tierra de mantenimiento instaladas.

La falta originó la actuación del bloqueo diferencial del Transformador de Servicios Auxiliares y el bloqueo diferencial de la barra oeste de 500 kV. Los interruptores abrieron de acuerdo con el diseño debido a los bloqueos del transformador de servicios y a los bloqueos de la barra oeste. Esto originó la pérdida de uno de los dos transformadores de servicios auxiliares y todas las barras normalmente alimentadas desde este transformador, incluyendo las barras relacionadas con la seguridad de División 2 y 3 que estaban alimentadas desde el transformador de servicios auxiliares. Los Generadores Diesel de emergencia de División 2 y 3 arrancaron a continuación y volvieron a energizar las barras de salvaguardia.

Dentro de los tres ciclos siguientes a la falta a tierra, los interruptores abrieron en una subestación cercana desenergizando toda la alimentación restante de 500 kV que entra en el parque de distribución. Esto dejó al alternador principal suministrando energía a algunas de las cargas de la central incluyendo el BOP y la barra relacionada con la seguridad de la División I (ESF División I).

Los relés de rechazo de carga actuaron entonces causando una señal de Cierre Rápido de la Válvula de Control de Turbina (TCV/FC) y el posterior disparo del reactor. Aproximadamente 4 segundos más tarde, la velocidad de la turbina se incrementó hasta 1900 rpm y la frecuencia de salida del alternador se incrementó hasta 63,5 Hz. Posteriormente, la turbina disparó mientras el alternador permaneció excitado y el turboalternador comenzó a reducir velocidad paulatinamente entrando en una condición de baja frecuencia. La tensión de salida del alternador permaneció constante.

Al ir perdiendo velocidad la turbina se entró en una condición de baja frecuencia ocasionando la apertura del interruptor de salida de turbina. Esto llevó a una pérdida de la barra ESF de División 1 así como a la pérdida del segundo transformador de servicios auxiliares y todas las cargas restantes del BOP alrededor de 2-3 minutos después del disparo inicial de reactor.

En resumen, la pérdida de la alimentación eléctrica al BOP de la central, que resultó en la pérdida del Agua de Alimentación y del control normal de presión, ocurrió en etapas a lo largo de varios minutos, pero aún dentro del transitorio inicial. Las barras ESF también perdieron la alimentación pero fue restablecida automáticamente por los Generadores Diesel.

1. ¿Falló la actuación del RPS en la indicación o en el establecimiento de un patrón de barras de núcleo frío y libre de xenón?

Respuesta: “No”. La inserción alternativa de barras no fue indicada ni requerida.

2. Tras el transitorio inicial, ¿hubo imposibilidad de establecer el control de presión de la vasija?

Respuesta: “Sí” Mientras que las SRVs abrieron una vez en el rechazo de carga y la presión de vapor bajó conforme la turbina se detenía paulatinamente, la pérdida de toda la alimentación eléctrica al BOP algunos minutos más tarde, cuando disparó el alternador principal, causó una pérdida de fluido a presión para las válvulas hidráulicas de hidráulico. Esto llevó al uso de las SRVs para controlar la presión del reactor tras el disparo de reactor inicial. Adicionalmente, la pérdida del suministro eléctrico al BOP resultó en una pérdida de la refrigeración del condensador principal lo que impidió que se usara este condensador como sumidero de calor.

3. ¿Se perdió la energía eléctrica a una barra de clase 1E o de salvaguardia?

Respuesta: “No”. Aunque se perdió la alimentación a todas las barras ESF, los generadores Diesel de emergencia arrancaron y restablecieron automáticamente el suministro a todas las barras ESF.

4. ¿Se activó la señal de inyección por Nivel 1 o muy bajo nivel?

Respuesta: “No”. El nivel de la vasija descendió hasta aproximadamente -42 pulgadas originando el arranque automático del RCIC. El punto de tarado de nivel 1 es -150,3 pulgadas.

5. ¿Estaba el agua de alimentación principal indisponible o no se pudo recuperar tras el disparo usando procedimientos aprobados de la planta?

Respuesta: “Sí” La pérdida de la alimentación al BOP después de varios minutos originó la pérdida de todas las bombas de condensado y bombas de refuerzo de condensado así como la pérdida de todo el suministro eléctrico a las válvulas de

condensado y de agua de alimentación, impidiendo el uso del agua de alimentación para controlar el nivel. El nivel fue controlado por el RCIC.

6. Tras el transitorio inicial, ¿los valores estabilizados de presión y nivel de la vasija y la presión en el pozo seco cumplían las condiciones de entrada en POEs?

Respuesta: “No”. Tras el suceso inicial, la presión del reactor fue controlada por las SRVs para mantener la presión del reactor por debajo del punto de tarado de presión de entrada en los POEs de 1067,5 psig (punto de tarado del disparo del reactor por alta presión). El nivel de la vasija se restableció dentro de la banda de nivel del POE (de +11,4 pulgadas [punto de tarado del disparo de reactor por bajo nivel] a +53,5 pulgadas [punto de tarado del disparo de la bomba de alimentación por alto nivel]) utilizando el RCIC con una señal adicional de disparo del reactor por alto nivel. La presión del pozo seco subió ligeramente como resultado la pérdida del enfriamiento pero nunca superó el punto de tarado del POE de 1,23 psig. Se entró en el POE para control del recinto de contención como resultado del alto nivel en la piscina de supresión debido al aumento de volumen producido por la adición de calor/masa resultante de la operación de sistemas (por ejemplo RCIC, SRVs).

ANEXO 1

APÉNDICE 2

METODOLOGÍAS PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD,

EL ÍNDICE DE LA INFIABILIDAD Y LOS LÍMITES DEL FUNCIONAMIENTO

DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA MONITORIZADO

Este apéndice proporciona los detalles para calcular el índice de indisponibilidad, el índice de infiabilidad, y los límites de funcionamiento de los componentes de los sistemas monitorizados.

INDICE DEL APÉNDICE 2

1. ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD DEL SISTEMA (UAI) DEBIDO A LA INDISPONIBILIDAD DE LOS TRENES	93
1.1 Identificación de los trenes del sistema	93
1.1.1 Límites del sistema	93
1.1.2 Identificación de trenes del sistema	95
1.2 Recopilación de los datos de planta	98
1.2.1 Indisponibilidad real de un tren	98
1.2.2 Indisponibilidad de referencia planificada de la planta	102
1.2.3 Indisponibilidad de referencia no planificada de una planta genérica	104
1.3 Cálculo de UAI	105
1.3.1 Niveles de truncación	105
1.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (CDFp)	106
1.3.3 Cálculo de [FV/UA] por cada tren	106
2. ÍNDICE DE INFIABILIDAD DEL SISTEMA (URI), DEBIDO A LA INFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES	109
2.1. Identificación de los componentes monitorizados	109
2.1.1. Criterios de éxito	110
2.1.2. Selección de componentes	111
2.1.3. Definición de los límites de los componentes	112
2.2. Recopilación de los datos de planta	115
2.2.1. Demandas y horas de operación	115
2.2.2. Fallos	115
2.3. Cálculo del URI	121
2.3.1. Niveles de truncación	122
2.3.2. Cálculo de la frecuencia de daño al núcleo (FDNp)	122
2.3.3. Cálculo del cociente [FV/UR]	122
2.3.4. Medida de importancia de birnbaum	127
2.3.5. Cálculo de URDBc y URRBc	127
2.3.6. Valores de referencia históricos de infiabilidad para cada componente monitorizado del sistema.	128

3.	CORRECCIÓN POR IMPORTANCIA ESTADÍSTICA	130
4.	CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPONENTE	131
5.	PAUTAS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN	132
6.	REFERENCIAS	138

1. ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD DEL SISTEMA (UAI) DEBIDO A LA INDISPONIBILIDAD DE LOS TRENES

Se calcula la indisponibilidad a nivel de los trenes del sistema. Por tanto, el proceso de cálculo se compone de cuatro pasos:

1. Identificación de los trenes del sistema
2. Recopilación de los datos de planta
3. Cálculo del UAI

El primero de los pasos se realiza para proporcionar una información inicial en el cálculo del índice (y cuando haya cambios significativos en la configuración de la planta). El segundo paso tiene una primera parte que se realiza inicialmente y posteriormente sólo debe hacerse tras las revisiones del APS de la planta o posibles cambios en la programación de actividades de mantenimiento preventivo de los sistemas. El tercer paso se realiza periódicamente, con el objetivo de obtener los datos que deben notificarse al CSN. Esta sección proporciona una guía detallada para calcular el UAI.

1.1 Identificación de los trenes del sistema

Este proceso se subdivide en dos puntos:

- Determinar los límites del sistema.
- Identificar los trenes del sistema

Se emplean los P&ID y esquemas unifilares simplificados del sistema monitorizado para seguir los siguientes pasos.

1.1.1 Límites del sistema

El primer paso en la identificación de los trenes del sistema consiste en definir los límites del mismo. Se incluyen todos aquellos componentes del sistema que sean requeridos para realizar la función monitorizada, tal y como se define en la sección 5 del Apéndice 2 de este procedimiento.

El sistema de agua de refrigeración de componentes es un sistema que se calcula de forma separada en el IFSM; sin embargo, trenes o segmentos de otros sistemas soporte (HVAC, corriente continua, aire de instrumentos, etc.) que pueden ser necesarios para satisfacer una función monitorizada no se monitorizan en el IFSM a los efectos del cálculo de indisponibilidad si los componentes de esos trenes o segmentos no se incluyen dentro de los límites de un tren o segmento monitorizado del sistema frontal. Puede encontrarse guías adicionales sobre disponibilidad e infiabilidad proveniente de fallos en componentes no monitorizados en la sección 2.2.2¹⁹.

Las funciones monitorizadas de un sistema son aquellas indicadas en la sección 5 de este apéndice, y que son consideradas como significativas para el riesgo según el documento NUMARC 93-01 y reflejadas en el APS de la central. En el caso de que ninguna de las

¹⁹FAQ 486

funciones que se incluyen en la sección 5 sea significativa para el riesgo, se aplicarán los siguientes criterios:

- Si sólo se identifica una función para el sistema, ésta debe monitorizarse.
- Si se identifican múltiples funciones para un sistema, se monitoriza la más significativa para el riesgo. Se usa la medida de importancia de Birnbaum para determinar la función más importante.

Para los sistemas que manejan fluidos, los límites deberían extenderse desde la fuente de fluido (depósitos, sumideros, etc.), hasta el punto de inyección (Sistema de Refrigeración del Reactor, Generadores de Vapor, etc.). Por ejemplo, la inyección de agua a alta presión debe tener disponibles ambos modos de inyección, tanto la succión desde el tanque de almacenamiento de agua de recarga como en modo de recirculación la succión desde el sumidero de la contención. Para los sistemas de distribución de corriente alterna en emergencia, el sistema consta de todos los generadores Diesel de clase 1E.

En el apartado 5 de este apéndice se recogen unas pautas adicionales para la monitorización de los sistemas específicos sobre los que se calcula el IFSM.

Se citan, a continuación, algunas de las condiciones más comunes que podrían presentarse en la identificación de los límites:

- Interfases entre sistemas

Para las conexiones entre el sistema que suministra agua de refrigeración y un único componente del sistema monitorizado, la última válvula de la conexión se incluye en los límites del sistema frontal en lugar de en el sistema de refrigeración. Por ejemplo, en el caso de suministro de agua desde el sistema de Agua de Servicios Esenciales para refrigerar una bomba del sistema de Agua de Alimentación Auxiliar, se incluye en el alcance de este último sistema la última válvula de conexión entre ambos, no incluyéndose en el sistema soporte de la refrigeración. La válvula equivalente en el camino de retorno, si existe, se incluirá también en los límites del sistema frontal.

El impacto de la refrigeración de la sala o de otro tipo de sistemas de HVAC está excluido de los límites del sistema / tren. La indisponibilidad de estos sistemas o componentes no cuenta como indisponibilidad de un sistema o tren monitorizado. La única excepción a esto son los sistemas de ventilación de los generadores Diesel que tienen una función compartida tanto de ventilación/refrigeración de la sala y que también proporcionan una vía de flujo de los gases de escape o combustión de los generadores Diesel. En estos casos, la indisponibilidad de los componentes que dan lugar a la indisponibilidad de una ruta de escape de los generadores Diesel se incluye en la indisponibilidad de los generadores Diesel.

Para funciones de control y de energía eléctrica, el límite del sistema / tren incluye todo el sistema de relés dedicados, controladores y contactores que soportan las funciones del sistema monitorizado, y todos los interruptores de alimentación dedicados (tanto de potencia de arranque como de control) y sus circuitos de control asociados (contactos de relé para los componentes normalmente de accionamiento automático, interruptores

de control para los componentes normalmente actuados por el operador). Si un relé, interruptor, contactor o existe únicamente para soportar la operación de un tren o segmento monitorizado, debe ser considerado dentro de los límites del tren o segmento. Si un relé, interruptor o contactor soporta varios trenes o segmentos, no debe considerarse dentro del límite de control del tren o segmento. Para bombas accionadas por turbina, los límites del sistema o tren incluyen el sistema de control asociado (contactos de relé para los componentes normalmente de accionamiento automático, interruptores de control para los componentes normalmente actuados por el operador), la válvula de control, y su interruptor de alimentación de tensión. El fallo o indisponibilidad de los componentes que están fuera de los límites del sistema o tren no se cuenta como indisponibilidad de sistema o tren afectados.

- **Suministros e inventario de agua**

No se consideran los depósitos de agua como componentes monitorizados, y por tanto, no se consideran en el cálculo del URI. Sin embargo, , puesto que los tanques pueden estar dentro de los límites del sistema, estos componentes podrían contribuir en el valor del UAI en períodos de inventario insuficiente de agua si conducen a la pérdida de la función significativa durante el tiempo de misión requerido. Si, para satisfacer estos tiempos de misión se requiere el funcionamiento de suministros adicionales de agua, la válvula activa de conexión de este sistema adicional será considerada en el cálculo del UAI. Si, para permitir el acoplamiento de esta fuente de agua, las válvulas del sistema principal de suministro tienen que cambiar de estado, estas válvulas se monitorizan y se incluirían en el cálculo del URI para el sistema adicional.

- **Componentes compartidos por más de una unidad**

Frecuentemente existen conexiones entre unidades de la misma planta. Un ejemplo en una central con dos unidades es el sistema de Generadores Diesel de Emergencia de la unidad 1, que pueden conectarse eléctricamente a la unidad 2 mediante interruptores de conexión. En este caso, los límites de este sistema alcanzan hasta el interruptor de conexión con la unidad 2, que se cerraría para permitir el suministro a la unidad 2. El interruptor análogo de la unidad 2 pertenece a los límites del sistema de Generadores Diesel de la unidad 2. Del mismo modo, los límites de los sistemas que manejan fluidos que conecten dos unidades finalizarían en la válvula que abra para conectarlas.

- **Componentes comunes**

En caso de componentes comunes a más de un sistema, el cálculo de la indisponibilidad de ese componente se incluirá en todos los sistemas afectados.

1.1.2 Identificación de trenes del sistema

Cada sistema monitorizado se divide en varios trenes para facilitar la monitorización del UAI.

Un tren consiste en un grupo de componentes que conjuntamente realizan la función significativa para el riesgo. El número de trenes viene determinado por los siguientes criterios:

- Para sistemas suministradores de Agua de Refrigeración, el número de trenes se determina según el menor número de:
 - Cambiadores de calor en paralelo, o
 - Bombas en paralelo, o
 - Caminos de flujo en paralelo.
- Para sistemas de corriente alterna de emergencia, el número de trenes es el número de generadores Diesel de emergencia Clase 1E que alimentan las cargas en caso de pérdida de energía exterior. No se incluye el generador Diesel que suministra al sistema de HPCS en plantas BWR, ya que se incluye en el alcance del HPCS.

Es posible que algunos componentes o caminos de flujo estén incluidos en el alcance de más de un tren, en cuyo caso se incluirán en el alcance de los trenes afectados. Por ejemplo, el conjunto de válvulas reguladoras de caudal y válvulas de aislamiento de un sistema con tres bombas y dos generadores de vapor estarían incluidas en el tren donde se sitúe la motobomba con la que están asociadas eléctricamente, pero también deberían considerarse en el alcance del tren de la turbobomba. En estos casos, los efectos de la indisponibilidad de las válvulas deberían ser considerados en todos los trenes que pudieran verse afectados. Del mismo modo, cuando dos trenes suministran a un mismo colector, se consideran en ambos trenes los efectos del aislamiento o fallos en la válvula reguladora de caudal, que afecten el tramo conectado con el colector.

En el apartado 5 de este apéndice se dan guías específicas sobre la definición de trenes.

Para circunstancias específicas habituales, a continuación se dan unas pautas adicionales, aplicables a los sistemas siguientes:

- Trenes del sistema soporte de agua de refrigeración
- Trenes alternantes y componentes compartidos entre unidades
- Trenes para mantenimiento y repuestos instalados
- Trenes o segmentos que no pueden estar fuera de servicio
 - Trenes y sistemas del agua de refrigeración como soporte

La función de refrigeración está soportada por varios sistemas, tales como el de agua de servicios esenciales y refrigeración de los componentes. Se calculará para cada sistema el valor de UAI, sumándose el de todos ellos para determinar el UAI global. Además, los sistemas de agua de refrigeración normalmente no están configurados con trenes separados. En este caso, el sistema puede ser dividido en segmentos lógicos y cada segmento ser tratado como un tren. La forma en que estas funciones hayan sido modeladas en el APS determinará la asignación de trenes.

- Trenes alternantes y componentes compartidos entre unidades

Los trenes/componentes alternantes y compartidos son aquellos que pueden alinearse con cualquiera de las unidades de la planta. Su alternancia deberá estar

modelada en el APS para considerar en los cálculos el valor apropiado de medida de importancia de Fussell-Vesely.

– Trenes para mantenimiento y repuestos instalados

En algunas plantas hay sistemas que tienen un tren adicional para permitir realizar mantenimientos preventivos de los trenes principales en operación a potencia, reduciendo el impacto en el riesgo de la planta. Si alguno de los trenes principales está indisponible por mantenimiento, el sistema podría seguir cumpliendo su función significativa al disponer de un tren adicional que opere en caso de requerirse la operación del sistema. Para ser considerado un tren de mantenimiento, no debe ser necesario para la realización de la función significativa para el riesgo mientras esté disponible el tren principal del sistema.

Una función similar tienen los repuestos instalados, ya que son componentes que se alinean en lugar de los componentes principales mientras dure su mantenimiento preventivo o correctivo de manera que no se vea afectado el número de trenes necesario para realizar la función significativa para el riesgo. Para ser considerado un repuesto instalado, éste no será necesario en caso de tener que realizar la función significativa. Una configuración típica con un repuesto instalado es la de un sistema con dos trenes y una tercera bomba que puede alinearse a cualquiera de los dos trenes (tanto en su alimentación eléctrica como en el caudal que aporta) pero no está normalmente alineada, y cuando no está alineada no recibe señal de arranque automático. En un sistema con dos trenes en el que cada uno de ellos tiene dos bombas del 100% de capacidad normalmente alineadas, las bombas no se considerarían repuestos instalados, sino que se tratarían como componentes del tren.

No se monitoriza la indisponibilidad de los repuestos instalados. No se considera que los trenes de un sistema con un repuesto instalado están indisponibles cuando el repuesto instalado está alineado al tren. En el ejemplo mencionado, se consideraría que el tren está indisponible si ni el componente normal ni el repuesto instalado están alineados al tren.

– Trenes o segmentos que no pueden estar fuera de servicio

En aquellos sistemas que normalmente están operando (por ejemplo, el sistema de agua de refrigeración), existen segmentos o trenes que físicamente no pueden estar fuera de servicio mientras la planta está operando a potencia, por los siguientes motivos:

- Causan directamente el disparo de la planta
- Obligan el cumplimiento de determinados procedimientos para el disparo de la planta
- Provocan la parada inmediata por las Especificaciones Técnicas (CLO 3.0.3)

Estos trenes se considerarían en el documento base pero no en la monitorización de la indisponibilidad.

1.2 Recopilación de los datos de planta

Los datos de planta necesarios en el cálculo del UAI incluyen:

- Indisponibilidad total real del tren (distinguiendo planificada y no planificada) correspondientes a los 12 trimestres más recientes recopilados por trimestres.
- Indisponibilidad de referencia planificada específica de la planta (mantenimiento preventivo, pruebas, etc.), e
- Indisponibilidad de referencia no planificada (mantenimiento correctivo, etc.), de aplicación en el cálculo del IFSM de sistemas soporte de refrigeración exclusivamente.

Cada uno de estos datos de entrada es discutido en apartados posteriores.

1.2.1 Indisponibilidad real de un tren

Los datos necesarios son las horas de indisponibilidad planificada, las de indisponibilidad no planificada y las horas de reactor crítico. El valor final de UAI por tren será calculado por el programa.

Definiciones

- *Indisponibilidad de un tren*: cociente entre las horas durante las cuales el tren está indisponible para poder realizar su función significativa asociada, debido a actividades de mantenimiento planificadas o no planificadas o pruebas durante los últimos 12 trimestres mientras el reactor está crítico, y las horas de reactor crítico durante el mismo período de tiempo.
- *Horas de indisponibilidad de un tren*: número de horas durante las cuales el tren está indisponible para realizar su función significativa para el riesgo mientras el reactor está crítico, sin incluir las horas de exposición al fallo. En cualquier caso, un sistema que está operable también se considera que está disponible. Los trenes que no están operables deben volverse a poner en servicio para ser considerados disponibles²⁰. Se requiere la indisponibilidad específica por cada tren del sistema, ya que cada tren puede tener un peso distinto en el riesgo.

Vuelta a servicio: El proceso de vuelta a poner en servicio es la transición de “indisponible” a “disponible”. Un tren “se vuelve a poner en servicio” si se cumplen las siguientes condiciones: las etiquetas de descargo se han retirado, el tren se ha alineado y preparado para operación (por ejemplo, se ha completado el alineamiento de válvulas, el sistema está lleno y venteado), no se requiere o se espera un ajuste ulterior de los equipos asociados tras el periodo de indisponibilidad, y si los operadores están de acuerdo en que el sistema es capaz de realizar su función esperada. Para sistemas en espera las funciones automáticas están alineadas o pueden ser restablecidas prontamente por un operador, de forma consistente con los requisitos para dar crédito a la recuperación de indisponibilidades por los operadores como aparece más abajo²¹.

²⁰FAQ 472

²¹FAQ 472

- Estos valores de indisponibilidad total son recopilados trimestralmente. La ventana de datos, para poder calcular el valor trimestral del UAI, comprende los últimos 12 trimestres.
- *Horas de indisponibilidad planificada*: número de horas de indisponibilidad del tren ocasionadas por motivos diferentes al fallo de algún equipo o errores humanos. Ejemplos de actividades que ocasionan indisponibilidad planificada son los mantenimientos preventivos, pruebas, modificación de algún equipo o algún otro motivo que voluntariamente obliga al equipo a estar fuera de servicio para corregir alguna condición degradada que aún no hubiera provocado el incumplimiento de la función. Basándose en los valores históricos de la planta de los tres últimos años, se pueden estimar las horas de indisponibilidad planificada de referencia de un equipo que voluntariamente está fuera de servicio, documentándolo debidamente. En el cálculo del UAI, si el número de horas de indisponibilidad planificada es menor que el valor de referencia de indisponibilidad planificada, se asume el mismo valor de indisponibilidad planificada que el de referencia.
- *Horas de indisponibilidad no planificada*: número de horas transcurridas entre el descubrimiento de un fallo y el restablecimiento al servicio del equipo, indisponible por fallo o error humano (por ejemplo, un mal alineamiento), que conduce a la indisponibilidad del tren al cual pertenece. En todos los casos en que se haya declarado inoperable un componente debido a una condición degradada, si el componente se considera disponible, debe haber una base documental para tal determinación; de otro modo, se supondrá un fallo y se contabilizará la indisponibilidad no planificada. Si el componente está degradado pero se considera operable, el proceso de inspección determinará si se han completado a tiempo las evaluaciones adicionales. Se cuentan como horas de indisponibilidad las necesarias para corregir condiciones que incapacitan a un tren²² en la realización de su función significativa para el riesgo. Un ejemplo de esto es una condición que un operador descubre en una ronda, tal como una fuga de aceite que impida el funcionamiento de un equipo, aunque el fallo o la demanda no haya ocurrido recientemente. La indisponibilidad debida a malos alineamientos de componentes que incapacitan al tren en la realización de su función se contabiliza como no planificada durante el tiempo requerido para recuperar la funcionalidad del tren.
- *Indisponibilidades de sistemas soportes*. . El fallo o indisponibilidad de una ESC que no está dentro de los límites de un sistema monitorizado por IFSM no causa la acumulación de la indisponibilidad del sistema monitorizado. Si bien tal indisponibilidad puede requerir que el sistema o tren monitorizado sea declarado inoperable, no se acumulará la indisponibilidad al sistema monitorizado. Si el componente monitorizado del sistema deja de ser funcional por descargo u otras condiciones físicas de la planta (distintas de las discutidas más abajo), se debe acumular

²²FAQ 486

el tiempo de indisponibilidad del tren o segmento del sistema monitorizado por IFSM. En otro caso, la indisponibilidad no se acumula²³.

- Existen casos en los que se deshabilita la capacidad de arranque automático de un sistema monitorizado en caso de dejar uno de sus sistemas soporte fuera de servicio. Por ejemplo, un generador Diesel puede tener la función de arranque automático inhibida cuando el sistema de agua de servicios que proporciona refrigeración al generador Diesel se pone fuera de servicio. Esto se hace para proteger el equipo, y puede llevarse a cabo poniendo el sistema frontal en condiciones de “mantenimiento” o retirando los fusibles de control del sistema frontal. Si no se realiza ningún mantenimiento en el sistema frontal y sólo se deshabilita para protección del equipo por estar fuera de servicio el sistema soporte, no debe contabilizarse la indisponibilidad del tren del sistema frontal. Sin embargo, si se realiza un mantenimiento en el sistema monitorizado, se debe contabilizar la indisponibilidad. Por ejemplo, si un tren del sistema de Agua de Servicios Esenciales está en descargo y el arranque automático del sistema de inyección de alta presión está deshabilitado, no debe cargarse la indisponibilidad a la bomba de inyección de seguridad. Si se realiza una actividad para recoger una muestra aceite de lubricación que no necesita etiquetado de descargo no debe notificarse indisponibilidad a la bomba de inyección de seguridad. Sin embargo, si la recogida de muestras requiere un etiquetado de descargo que deja indisponible la bomba de inyección de seguridad, deberá contabilizarse el tiempo de indisponibilidad durante el cual estuvo presente el descargo.
- A continuación se detallan algunos aspectos relevantes en la contabilización de las horas de indisponibilidad:
 - Indisponibilidades de corta duración

Se considerará que un tren está disponible durante los realineamientos periódicos realizados para intercambiar componentes o caminos de flujo como parte de operaciones normales. El tiempo que duran los trabajos o pruebas de vigilancia de un sistema, que supongan menos de 15 minutos de indisponibilidad por tren, se contabilizan como horas de indisponibilidad de forma coherente con los APS.
 - Crédito a las acciones de los operadores en el restablecimiento de las funciones monitorizadas
 1. *Durante pruebas o alineamientos operacionales*

La indisponibilidad de funciones monitorizadas durante pruebas, alineamientos operacionales o vuelta a poner en servicio²⁴ **no** se contabilizaría necesariamente en el cálculo del UAI si la prueba se anula automáticamente por una señal válida de arranque, o la función se puede restablecer inmediatamente desde sala de control o por personal cualificado en comunicación con Sala de Control. Las acciones de restablecimiento deben estar establecidas en manuales de operación, no ser complicadas (una sola acción o unas pocas acciones simples) y poderse realizar a

²³FAQ 486

²⁴FAQ 472

tiempo para satisfacer los criterios de éxito del APS de la planta, no debiendo requerir diagnóstico ni reparación. Puede darse crédito al trabajador local designado para la prueba de vigilancia si se ha desplazado al lugar de la misma y permanece durante toda la prueba o alineamiento operacional con el objetivo de restablecer el tren en el caso de que ocurra una demanda real. Se pretende que los titulares den crédito a acciones de recuperación que sean prácticamente seguras (probabilidad de éxito igual a 1) en condiciones de accidente.

Para ser capaz de realizar la función de recuperación del equipo, el operador designado para dirigir la prueba o alineamiento operacional debe contar con una dotación de personal adecuada, según las asignaciones de trabajo. Puede darse crédito a la recuperación por un operador desde la Sala de Control si se encuentra muy cerca para restablecer el equipo cuando se necesita. En todos los casos, el personal identificado para estas tareas debe poder realizar las acciones de restablecimiento del equipo afectado independientemente de otras acciones requeridas por la Sala de Control.

En condiciones de estrés o caóticas, es posible que ciertas acciones no puedan realizarse con la certeza que se requiere en la guía, a pesar de ser acciones simples de realizar en otras condiciones de funcionamiento (por ejemplo, eliminar aparatos de prueba y cables de tierra). Estas situaciones infrecuentes se resolverán caso por caso mediante consultas con el CSN.

2. *Durante actividades de mantenimiento*

No es necesario contabilizar la indisponibilidad por mantenimiento si la función significativa puede restablecerse inmediatamente desde Sala de Control o por personal cualificado en comunicación con Sala de Control y ubicado próximo al equipo que necesita mantenimiento. Las acciones de restablecimiento deben estar establecidas en manuales de operación, no son complejas (una sola acción o unas pocas acciones simples), deben poderse realizar a tiempo para satisfacer los criterios de éxito del APS de la planta y no deben requerir diagnóstico o reparación. Puede darse crédito al trabajador local designado para la acción de mantenimiento si se ha desplazado al lugar de la misma y permanece durante toda la actividad de mantenimiento, con el objetivo de restablecer el tren en el caso de que ocurra una demanda real. Se pretende que los titulares den crédito a acciones de recuperación que sean prácticamente seguras (probabilidad de éxito igual a 1) en condiciones de accidente.

Para ser capaz de realizar la función de recuperación del equipo, el profesional designado para dirigir la actividad debe contar con una dotación de personal adecuada, según las asignaciones de trabajo. Puede darse crédito a la recuperación por un operador desde la Sala de Control si se encuentra muy cerca para restaurar el equipo cuando se necesita. En todos los casos, el operador identificado debe poder realizar las acciones de restablecimiento de un modo independiente a otras acciones requeridas por la Sala de Control.

En condiciones de estrés o caóticas, es posible que ciertas acciones no puedan realizarse con la certeza que se requiere en la guía, a pesar de ser acciones simples de realizar en otras condiciones de funcionamiento (por ejemplo, eliminar aparatos de prueba y cables de tierra). Estas situaciones infrecuentes se resolverán caso por caso mediante consultas con el CSN.

3. *Durante condiciones degradadas*

De acuerdo con las orientaciones reguladoras actuales, se puede dar crédito a las acciones realizadas por personal designado para determinar si el equipo degradado permanece operable de acuerdo con las Especificaciones de Funcionamiento. Si un tren está operable, también está disponible. No se debe dar crédito a las acciones realizadas por el personal durante las condiciones degradadas que dejen indisponible el tren para realizar sus funciones monitorizadas.

- Contabilización de la indisponibilidad cuando se realizan actividades de mantenimiento planificadas y no planificadas en la misma ventana temporal. Se usará el mismo criterio que el usado en los proyectos de APS de las CC NN españolas.

1.2.2 Indisponibilidad de referencia planificada de la planta

La indisponibilidad de referencia planificada está basada en los valores reales de la planta tomándose como referencia el período entre 2002 y 2004. Se utilizan los valores históricos más recientes para que el indicador refleje adecuadamente las desviaciones respecto del mantenimiento planificado. Estos valores no se espera que cambien si no se altera la política de mantenimiento. En estos casos, se debería ajustar el valor de la indisponibilidad de referencia planificada con el fin de que refleje las actividades normales de mantenimiento, incluyendo los trabajos poco frecuentes de la planta por mantenimiento. Antes de la implantación de un ajuste a la indisponibilidad de referencia planificada, de debe calcular el impacto de los valores ajustados en todos los datos de entrada del IFSM provenientes del APS. Se requiere el cambio del modelo de APS y los cambios asociados a los valores de IFSM provenientes del APS antes del cambio de la referencia de indisponibilidad planificada, si

$$\Delta CDF_{\text{baseline}} > 1E-8$$

Donde,

$$\Delta CDF_{\text{baseline}} = \Sigma(\Delta UA_i * \text{Birnbbaum}_i)$$

$$\Delta UA_i = UA_{\text{current}} - UA_{\text{baseline}} \text{ del segmento } i$$

UA_{current} = indisponibilidad propuesta (expresada como probabilidad) como nueva indisponibilidad base.

UA_{baseline} = indisponibilidad base (expresada como probabilidad) para el periodo 2002 – 2004

Birnbbaum_i = Importancia de Birnbbaum del segmento i

Los cambios siguientes se consideran un “cambio en la filosofía de mantenimiento”:

- Cambio en la frecuencia o alcance de las actividades de mantenimiento preventivo o prueba de vigilancia
- La incorporación de una nueva actividad de mantenimiento preventivo o prueba de vigilancia.
- La ocurrencia de una actividad de mantenimiento periódico a una frecuencia mayor o menor en la ventana de acopio de datos de tres años (por ejemplo, un mantenimiento general que ocurre una vez cada 24 meses ocurrirá dos veces 2/3 del tiempo y una vez 1/3 del tiempo). Si las horas de indisponibilidad que se requieren para la actividad de mantenimiento adicional están incluidas en el modelo de APS, puede cambiarse la indisponibilidad base sin necesidad de otra evaluación.
- Actividades de mantenimiento que ocurren con frecuencia menor de una vez en tres años (por ejemplo, mantenimientos generales cada 5 o 10 años). Si las horas de indisponibilidad que se requieren para la actividad de mantenimiento adicional están incluidas en el modelo de APS, puede cambiarse la indisponibilidad base sin necesidad de otra evaluación.
- La realización de actividades de mantenimiento en respuesta a actividades de mantenimiento preventivo debido a “basado en condición”.
- Realización de una modificación a potencia que se ha determinado que es consistente con los valores de indisponibilidad de los APS porque el modelo de APS incluye las horas de indisponibilidad para la modificación propuesta y los programas de mantenimiento y pruebas y las horas asignadas en los valores de referencia de IFSM no reflejan la indisponibilidad total.

Los siguientes no se consideran un “cambio en la filosofía de mantenimiento de la planta”:

- Mantenimiento realizado en respuesta a una condición degradada de la planta (incluso cuando se pone fuera de servicio para corregir la condición degradada) a menos que sea en respuesta a una actividad de mantenimiento “basada en condición”.
- Actividad de mantenimiento preventivo cuya duración excede la planificada
- La realización de una actividad de mantenimiento que no cumple los criterios de cambio de la filosofía de mantenimiento

Nota: El mantenimiento basado en condición consiste en la realización de tareas de mantenimiento preventivo periódico o monitorización de la salud o condición de un componente (por ejemplo, análisis de vibraciones, análisis de aceite, tiempos de actuación de válvulas motorizadas) y criterios de aceptación predefinidos donde deben tomarse acciones correctivas basadas en esos criterios. El mantenimiento basado en condición no incluye el descubrimiento de una condición degradada como resultado de acciones que están fuera de los programas de mantenimiento²⁵.

Algunos trabajos de mantenimiento significativos, por ejemplo las revisiones generales de los Generadores Diesel, tienen una frecuencia de ocurrencia superior (de 5 a 10 años) al

²⁵FAQ 468

período establecido para la monitorización (de 3 años). En estos casos, se sugiere calcular dos valores de referencia de mantenimiento planificado. El primer valor no considera ningún período de revisión general de los generadores Diesel durante la ventana de datos. El segundo valor de referencia tiene en cuenta la existencia de una revisión general de los Diesel, siendo aplicable en aquellos casos en los que exista este tipo de indisponibilidad de los Diesel durante el período de toma de datos para el cálculo del IFSM trimestral, y se mantiene durante doce trimestres. Se incluirán comentarios en la notificación de datos del trimestre correspondiente para indicar el cambio de la indisponibilidad planificada. El valor de referencia para el indicador podrá cambiarse cuando lo decida el Titular. Los valores revisados se aplican en el siguiente cálculo trimestral del IFSM.

Para determinar el valor inicial de la indisponibilidad planificada de una planta hay que considerar las horas de indisponibilidad por mantenimiento preventivo, on-line o pruebas, en condiciones de criticidad, en el período entre 2002 y 2004, y las horas de reactor crítico en el mismo período. Estos datos se podrán tomar de la Regla de Mantenimiento, aunque se requiere la separación de los datos en bruto de los trabajos planificados de los no planificados.

Si se han cambiado las prácticas de mantenimiento desde los años considerados (por ejemplo por haberse incrementado el mantenimiento a potencia debido a la extensión de tiempo de indisponibilidad), los valores de referencia de indisponibilidad deberán ajustarse para reflejar la práctica actual, explicándose en los documentos de bases del IFSM.

1.2.3 Indisponibilidad de referencia no planificada de una planta genérica

Los valores de referencia de indisponibilidad no planificada para cada sistema mitigador considerado están recogidos en la Tabla 1. Están basados en los datos de la industria americana para el ROP del período entre 1999 y 2001.

Los valores correspondientes a los sistemas soporte de refrigeración se basan en los datos obtenidos por el APS entre 2002 y 2004 para cada planta. El valor de la indisponibilidad no planificada de la función de refrigeración soporte será un parámetro a calcular basándose en los valores del APS entre 2002 y 2004, ya que es una función realizada por sistemas diferentes y específicos de cada central.

Sistema	Indisponibilidades no planificadas / Tren
AC Emergencia (Diesel)	1,7E-3
PWR PIS	6,1E-4
PWR AFW (TD)	9,1E-4
PWR AFW (MD)	6,9E-4
PWR AFW (Diesel)	7,6E-4
PWR RHR	4,2E-4
BWR HPCI	3,3E-3
BWR HPCS	5,4E-4
BWR RCIC	2,9E-3
BWR IC	1,4E-3
BWR RHR	1,2E-3
Refrigeración Soporte	Se utilizan los valores obtenidos por los APS entre 2002 y 2004.

Tabla 1: Valores históricos de indisponibilidad no planificada / Tren (basado en los valores según el ROP en el intervalo 1999-2001)

NOTA: En general, se han detectado valores que se alejan de forma significativa de los valores históricos en las centrales nucleares españolas, que podrían cuestionar la validez de esta parte del indicador en un futuro. Por ello, se recomienda en las primeras fases de implantación observar con atención la incidencia de esta contribución en los resultados globales.

1.3 Cálculo de UAI

Este apartado indica cómo calcular el valor trimestral del índice de indisponibilidad para un tren (UAI), y el valor global para todo el sistema. Se define cada uno de los términos y las pautas concretas para su cálculo. Se identificarán los datos necesarios como entrada al programa de cálculo del indicador.

El cálculo del UAI de un sistema debido a la indisponibilidad de sus trenes es como sigue:

$$UAI = \sum_{j=1}^n UAI_{ij} \quad [1]$$

Donde UAI_t es el índice de indisponibilidad de un tren, y el sumatorio se extiende para un número “n” de trenes.

El cálculo de UAI_t para cada tren debido a su indisponibilidad real es:

$$UAI_t = CDF_p \left[\frac{FV_{UA_p}}{UA_p} \right] (UA_t - UA_{BLt}) \quad [2]$$

- Donde:
- CDF_p es la FDN específica de la planta,
- FV_{UA_p} es el valor de la medida de Fussell-Vesely del suceso básico representativo del tren,
- UA_p es el valor de la indisponibilidad de cada tren, tomado del APS específico de la planta,
- UA_t es la indisponibilidad del tren “t” real, determinado en la sección 1.2.1, y definido como:

$$UA_t = \frac{\text{horas indisponibilidad(planificadas y no planificadas) con reactor crítico en los últimos 12 trimestres}}{\text{Horas de reactor crítico durante los 12 últimos trimestres}}$$

UA_{BLt} es el valor de la indisponibilidad de referencia histórica para el tren (suma de la indisponibilidad planificada, determinada en la sección 1.2.2, y no planificada, en la sección 1.2.3).

Los demás términos se calculan según las pautas indicadas a continuación.

1.3.1 Niveles de truncación

Los valores de las medidas de importancia calculadas a partir de la ecuación de daño al núcleo (EDN) están influidos por el nivel de truncación usado para generarla. El nivel de truncación elegido debe ser 7 órdenes de magnitud inferior a la frecuencia de daño al núcleo base para los parámetros definidos en las secciones 1.3.1 y 1.3.3.

Como alternativa la uso de este nivel de truncación, puede hacerse el estudio de sensibilidad que se describe a continuación para establecer la aceptabilidad de un nivel de truncación mayor (por ejemplo, 6 órdenes de magnitud inferior al de la CDF base).

1. Calcular la EDN del modelo con el nivel de truncación que se pretende usar (por ejemplo, 6 órdenes de magnitud por debajo de la CDF base).
2. Identificar el valor límite de importancia de Birnbaum para cada componente (a éste se denominará valor del caso 1)
3. Calcular la EDN del modelo con un nivel de truncación 10 veces mayor (en el ejemplo, 5 órdenes de magnitud por debajo de la CDF base)
4. Identificar el valor límite de importancia de Birnbaum para cada componente (a éste se denominará valor del caso 2)
5. Para cada componente cuyo valor de importancia de Birnbaum de caso 1 sea mayor que $1E-6$, calcular el cociente (Importancia de Birnbaum caso 2)/ (Importancia de Birnbaum caso 1)
6. Si el valor del cociente calculado es mayor que 0,8 para todos los componentes cuyos valores de importancia de Birnbaum de caso 1 sean mayores que $1E-6$, entonces puede usarse el valor de truncación del caso 1 para el indicador.

1.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (CDFp)

Es la frecuencia de daño al núcleo del APS de sucesos internos a potencia con valores promedio de las indisponibilidades por mantenimiento. Las inundaciones y los incendios internos no se incluyen en el cálculo de este valor. En general, los parámetros para el cálculo del IFSM proceden únicamente del APS de sucesos internos con valores fijos indicados en el documento de cálculo del indicador de cada central.

1.3.3 Cálculo de [FV/UA] por cada tren

La ecuación [2] incluye un término que es el cociente entre la medida de importancia de Fussell-Vesely y la indisponibilidad correspondiente a cada tren del sistema monitorizado. El valor fijo de este parámetro es indicado en el documento base de cálculo del indicador de cada central. (La cantidad resultante de [FV/UA] multiplicada por el valor de la FDN es la medida de importancia de Birnbaum, utilizada en la sección 2.3.3.)

El cálculo de estos valores es complejo en general, aunque se puede simplificar notablemente, tal y como se indica en esta sección.

Esta simplificación consiste en considerar sólo aquellos componentes más importantes (o sucesos básicos asociados) que pueden dejar totalmente indisponible el tren de un sistema monitorizado. Estos componentes son equivalentes, y por tanto, el cociente FV/UA debería ser constante para cualquier suceso básico en dicho tren:

$$\frac{FV_{\text{suceso básico}}}{UA_{\text{suceso básico}}} = \frac{FV_{UA_p}}{UA_p} = \text{Constante}$$

El proceso para determinar el valor del cociente FV/UA para un tren consiste en:

- Determinar las probabilidades de los sucesos básicos que dejan indisponible el tren

- Determinar la medida de importancia FV para cada suceso
- Calcular el cociente FV/UA para cada suceso independiente
- Escoger el suceso que obtenga el mayor valor del cociente (típicamente será el cociente con mayor probabilidad de fallo para minimizar los efectos de la truncación en el cálculo)

El conjunto de sucesos básicos considerados en el cálculo del mayor valor del cociente incluye los sucesos de prueba y mantenimiento del tren que son de aplicación en esta sección. También se consideran los sucesos básicos que representan el fallo en la demanda del tren. Los fallos en operación no deberían estar considerados en el conjunto de sucesos para la obtención del cociente máximo.

El mayor valor de todos se introduce en la fórmula de UAI. Algunos sistemas tienen múltiples modos de operación, como ocurre, por ejemplo, en el sistema HPSI de plantas PWR, que opera tanto en modo de inyección como en recirculación. En estos casos, los componentes no son equivalentes; mientras que la bomba falla operando en ambos modos, la aspiración del agua del sumidero sólo fallaría en modo de recirculación. En casos como éste, el valor del cociente empleado es el máximo.

- Tratamiento de las asimetrías de sistemas modeladas en el APS

En sistemas cuyas bombas operan alternativamente (por ejemplo, los sistemas de refrigeración), es habitual asumir que una de las bombas está siempre operando y las restantes están en espera. Por ejemplo, el sistema de agua de servicio debe disponer de dos bombas del 100% de capacidad en cada tren (bombas A y B). En la práctica, cada una de las bombas está operando la mitad del tiempo. Sin embargo, en el modelo realizado en el APS se asume que la bomba A está siempre funcionando, y la bomba B siempre está en reserva, lo que conlleva a una mayor importancia de la bomba A sobre la B, aunque ambas tengan la misma importancia en la realidad. Esta asimetría entre ambas bombas se origina en la modelación del APS y no en el diseño de la planta.

En el caso de sistemas realmente simétricos, la medida de importancia asignada a cada tren será el valor promediado de ambos trenes. Debe tomarse la precaución de comprobar que la simetría existe realmente en el diseño y en la operación.

En el caso de sistemas no simétricos, en aquellos APS en donde se han cuantificado todas las posibles configuraciones, los valores de Fussel-Vesely ya tienen en cuenta las posibles configuraciones. En aquellos APS en donde se ha tomado una configuración como representativa desde el punto de vista del riesgo, se considera que ésta es la que mejor representa al sistema/componente y por tanto se toma como representativa de él. El cálculo del UAI se resuelve atendiendo al caso que aplique.

- Valores del cociente [FV/UA] de los sistemas de Agua de Refrigeración y Agua de Servicios Esenciales

Los sistemas de agua de refrigeración de componentes (CCW) y de agua de servicio (SWS) contribuyen en el riesgo de dos formas: primera, aquellos sistemas

que refrigeran equipos utilizados en la mitigación de sucesos, y segunda, los fallos de los sistemas que ocasionan sucesos iniciadores. La contribución en el riesgo de los fallos de los sistemas que refrigeran otros equipos de la planta está modelada directamente en el modelo del APS.

Normalmente, la contribución en el riesgo por sucesos iniciadores es tratada en el APS de cuatro modos diferentes:

- 1) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados del mismo modo en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 2) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados de modo diferente en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 3) Los árboles de fallo se generan fuera del APS y el valor calculado se emplea en el APS como punto de estimación
- 4) Se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y de la empleada en el APS

Cada uno de estos métodos es discutido en los siguientes apartados.

Método 1

Si el APS de la planta ha utilizado el primer modelo, los valores calculados de FV reflejarán la contribución total en el riesgo. No será necesaria ninguna corrección en los valores de FV calculados.

Métodos 2 y 3

El valor corregido del cociente debe calcularse tal y como se describe en el método 4 o siguiendo las pautas indicadas a continuación.

En caso en que el método para modelar consiste en un árbol de fallos con sucesos básicos diferentes, o empleando un valor estimado fuera del APS, el valor del cociente corregido que debe emplearse en el cálculo del UAI es:

$$[FV / UA]_{corr} = \left[\frac{FVc}{UAc} + \sum_{m=1}^i \left\{ \frac{IE_{m,n}(1) - IE_{m,n}(0)}{IE_{m,n}(q_n)} * FVie_m \right\} \right]$$

El sumatorio engloba todos los sucesos iniciadores i que afectan al componente n , donde

FVc es el valor de FV del componente C según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

UAc es la probabilidad del suceso básico del componente C ,

$IE_{m,n}(q_n)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la probabilidad de fallo del componente n es q_n . El suceso escogido en el árbol del indicador debería representar el mismo modo de fallo para el componente que el suceso escogido para el UAc,

$IE_{m,n}(1)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la infiability del componente n es 1,

$I_{Em,n}(0)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la infiabilidad del componente n es 0, y

FV_{iEm} es el valor de la contribución del valor de FV del suceso iniciador m a la FDN.

Método 4

Si se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y los indicados en el APS, el valor del cociente máximo corregido para un componente C se calcula:

$$[FV/UA]_{MAX} = [FV_c + Fv_{ie} * FV_{sc}] / UAc]$$

Donde,

FV_c es el valor de FV del componente C según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

Fv_{ie} es la contribución en el valor FV para el suceso iniciador en cuestión (por ejemplo, pérdida de agua de servicio)

FV_{sc} es el valor de FV del componente C considerando sólo el valor correspondiente al árbol de fallos del sistema al cual pertenece (el cociente de la suma de los *cut sets* del árbol de fallo en el que aparece el componente con respecto a la probabilidad de fallo total). Este método implica la construcción de un árbol de fallos paralelo para la obtención de un valor aproximado de FV_{sc} según la lógica seguida en el árbol de fallos soporte.

2. ÍNDICE DE INFIABILIDAD DEL SISTEMA (URI), DEBIDO A LA INFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

El cálculo del URI se realiza en tres pasos:

1. Identificación de los componentes monitorizados más significativos para el riesgo de cada sistema
2. Recopilación de los datos de planta
3. Cálculo del URI

2.1. Identificación de los componentes monitorizados

Los componentes monitorizados son aquellos cuyo fallo a cambiar de estado o a seguir funcionando impide que el tren pueda realizar su función significativa para el riesgo. Se espera que todos los componentes monitorizados estén en el alcance del BDC de DACNE y de la Regla de Mantenimiento.

Todas las bombas principales y los generadores Diesel de los sistemas monitorizados están incluidos como componentes monitorizados. La identificación de otros componentes requiere el conocimiento de los límites del sistema, tal y como se ha definido en la sección 1.1.1, así como de los criterios de éxito y las funciones monitorizadas que realizan. No obstante, debe tenerse en cuenta que en el cálculo del UAI contribuía a la indisponibilidad del sistema cualquier componente del tren, mientras que en el cálculo del URI sólo influyen algunos componentes seleccionados.

2.1.1. Criterios de éxito

Se usarán los límites de sistemas desarrollados en la sección 1.1.1 de este apéndice. Para cada sistema, los criterios de éxito se basarán en el APS de la planta. IFSM

Si estos criterios de éxito son distintos a los establecidos en las bases de diseño, se debería analizar la capacidad del tren para realizar la función monitorizada, realizando un breve estudio de los factores siguientes:

- Actuación
 - Tiempo
 - Auto/ manual
 - Múltiple o secuencial
- Requisitos para el éxito
 - Números de componentes o trenes
 - Flujo
 - Presión
 - Tasa de intercambio de calor
 - Temperaturas
 - Nivel del agua
- Otros requisitos en misión
 - Tiempo de operación
 - Cambios de configuración/ estado durante la misión
- Condiciones ambientales de accidente
 - Presión, temperatura y humedad
- Factores operacionales
 - Procedimientos
 - Acciones humanas
 - Formación
 - Factores externos disponibles (equipos especiales, fuentes de corriente, etc.)

Si los criterios de éxito considerados son los indicados en el APS, no se requiere una documentación adicional.

Si estos criterios de éxito varían según sea la función o el iniciador, se empleará el conjunto más restrictivo para el cálculo del IFSM. No es necesario considerar criterios de éxito relativos al ATWS.

2.1.2. Selección de componentes

Se aplican los siguientes pasos para identificar los componentes que van a ser monitorizados:

- 1) Se incluyen todas las bombas (excepto las bombas de transferencia de combustible a los generadores Diesel, que forman parte del súper-componente Diesel²⁶ y los generadores Diesel.
- 2) Se identifican las válvulas neumáticas, solenoides, hidráulicas y motorizadas (AOV, SOV, HOV y MOV, respectivamente) que cambian de estado para realizar las funciones monitorizadas. Las SOV y HOV identificadas para ser monitorizados son sólo aquellas situadas en el camino de flujo de los sistemas de fluidos. Las válvulas solenoides que aportan aire a las AOV se consideran parte de las neumáticas. Las HOV que son válvulas de control de las turbobombas estarían incluidas dentro de los límites de las mismas, y no se monitorizan por separado. No se incluyen las válvulas de retención y manuales como componentes potenciales en la monitorización, excepto en el caso de C.N. Trillo, donde se dispone de unas válvulas de retención motorizadas en el sistema de Extracción de calor residual. Los criterios son los siguientes:
 - a. Incluir aquellas válvulas identificadas en el paso 2 cuyo fallo haga fallar directamente el tren del sistema, siguiendo los criterios de éxito establecidos previamente.
 - b. Incluir aquellas válvulas identificadas en el paso 2 que sean redundantes en sistemas multitren, ya estén en paralelo o en serie, siempre y cuando el fallo de ambas válvulas impida totalmente el cumplimiento de la función significativa, siguiendo los criterios de éxito establecidos previamente.

En C.N. Trillo se incluyen además como componentes monitorizados la válvulas de control/ regulación (CV) y las válvulas de tres vías (TVV).

- 3) Incluir los componentes que comuniquen sistemas monitorizados de distintas unidades (interruptores eléctricos y válvulas), siempre y cuando estén modelados en el APS.
- 4) Excluir aquellas válvulas de los apartados 2 y 3 cuyas medidas de importancia de Birnbaum no superen el valor de $1,0E-6$ (ver sección 2.3.3). El Titular podrá aplicar esta regla a voluntad, pudiendo excluir algunas válvulas con menor valor de Birnbaum. Las válvulas simétricas serán todas eliminadas o todas incluidas. Si se decide eliminar algunas de las válvulas por este criterio, deberá haber consistencia y eliminar las de menor valor de Birnbaum. Al aplicar esta regla de eliminación, deberá mantenerse un cierto equilibrio entre el objetivo de minimizar el número de componentes monitorizados y tener un número de componentes suficientemente grande para tener un conjunto de datos adecuado.

²⁶FAQ 484

2.1.3. Definición de los límites de los componentes

Los límites físicos de los componentes para el cálculo del IFSM serán los de la tabla siguiente. En caso de discrepancia, se justificará en los documentos de bases de cada central.

Componente	Límites del componente
Generadores Diesel	-Los límites de los generadores Diesel incluyen el cuerpo del generador, el actuador del generador, sistema de lubricación (local), sistema de combustible (local o tanque diario), bombas o válvulas de transferencia de combustible ²⁷ , componentes para la refrigeración (local), sistema de recepción de aire de arranque, sistemas de aire de combustión y de escape, batería dedicada del Diesel (que no es parte del sistema normal de distribución de corriente continua), sistema de control individual del generador Diesel, válvulas de aislamiento de refrigeración, interruptores del circuito de alimentación a las barras de salvaguardias y sus circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Bomba motorizada	-Los límites de la bomba incluyen el cuerpo de la bomba, el motor o actuador, sistema de lubricación, componentes de refrigeración del sello de la bomba y los circuitos de control asociados a la bomba (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Turbobomba	-Los límites de la turbobomba incluyen el cuerpo de la bomba, la turbina o el actuador, sistema de lubricación (incluido el de la bomba), escape, sello de la turbobomba, componentes de refrigeración del sello de la bomba y los circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes

²⁷FAQ 484

	normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Válvulas motorizadas	-Los límites de la válvula incluyen el cuerpo de la válvula, el motor o actuador, los interruptores de suministro de energía motriz y de control y los circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Válvulas de solenoide	-Los límites de la válvula incluyen el cuerpo de la válvula, el actuador, los interruptores de suministro de energía motriz y de control y los circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Válvulas hidráulicas	-Los límites de la válvula incluyen el cuerpo de la válvula, el actuador hidráulico, el sistema hidráulico local, las válvulas solenoide asociadas, los interruptores de alimentación y fusibles para la válvula solenoide y los circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).
-Válvulas neumáticas	-Los límites de la válvula incluyen el cuerpo de la válvula, el actuador neumático, las válvulas solenoide asociadas, los interruptores de alimentación y fusibles para la válvula solenoide y los circuitos de control asociados (contactos de relés para componentes normalmente automáticos, interruptores de los paneles de control para componentes normalmente actuados por el operador).

NOTA: Si el circuito de control para cualquiera de los componentes de actuación normalmente automática incluye el interruptor del panel de control y un fallo del interruptor del panel de control impide la actuación automática del componente, se considera un fallo del circuito de control que está dentro de los límites del componente.

Cada planta determinará los componentes monitorizados y estarán disponibles para las inspecciones del CSN.

Notas adicionales:

Si el sistema de control para cualquier componente con actuación manual incluye el interruptor del panel de control y el fallo de ese interruptor impide la actuación automática del componente, se considerará como fallo del circuito de control dentro de los límites del componente. Para potencia de control y de actuación, deben incluirse los componentes soporte de acuerdo a la referencia INPO 98-01 dentro de los límites del componente monitorizado. En otros términos, si el relé, interruptor o contactor existe solamente para permitir la operación del componente monitorizado, debe considerarse dentro de los límites del componente. Si el relé, interruptor o contactor afecta a varios componentes, no debe considerarse dentro de los límites de componente monitorizado. El fallo de relé/interruptor que afecta a varios componentes monitorizados no se considera fallo para IFSM. Sin embargo, el fallo de contactos individuales de relés/interruptores que afectan a un único componente monitorizado sí se consideran fallo.

Ejemplo 1. Si el interruptor de limitación de una válvula motorizada falla a activarse, lo que hace fallar un permisivo e impide que arranque una bomba monitorizada, y si el interruptor de limitación no tiene otra función, se asignará un fallo a la demanda a la bomba. Si el limitador impide el arranque de la bomba y el funcionamiento de otra válvula monitorizada no se asignará fallo para IFSM.

Ejemplo 2: Si un relé impide que cierre una válvula motorizada y el relé no tiene otra función, se considerará fallo de la válvula, suponiendo que el fallo al cierre es una de las funciones monitorizadas de la válvula. Si la válvula también tiene un interruptor de limitación enclavado con otro componente monitorizado, la presencia del interruptor de limitación no se interpretará como la asignación de funciones múltiples al relé para excluir un fallo. Si, además del fallo del relé hubiera un fallo distinto del interruptor de limitación, se contarían un fallo de la válvula y otro de la bomba.

Ejemplo 3. So un relé o interruptor soporta la operación de varios componentes monitorizados, su fallo no se considerará un fallo para IFSM. Sin embargo, el fallo de contactos individuales de los relés, cada uno de los cuales afecta a un componente monitorizado, se considerará fallo del componente monitorizado.

Si un sistema está diseñado para arranque automático y un fallo en el sistema de control resulta en el fallo del arranque automático (cualquiera que sea el componente que falla reamente), es un fallo a la demanda. Si un sistema está diseñado para arranque automático y

falla el arranque manual, no es un fallo para IFSM a menos que el arranque automático se viera afectado (como condición descubierta). Los interruptores de control (en Sala de control o en paneles locales) que proporcionan el medio primario para la actuación de un componente se monitorizan como parte de los componentes sobre los que actúan

2.2. Recopilación de los datos de planta

Para el cálculo del URI son necesarios los siguientes datos de planta:

- Demandas y Horas de Operación
- Fallos

2.2.1. Demandas y horas de operación

La definición de Demandas y Horas de Operación sigue las directrices establecidas en el BDC de DACNE y en los APS. En el caso particular de las horas de operación de los generadores Diesel, dado que los APS españoles no modelan el fallo en la operación en la primera hora y esos fallos se contabilizan junto con los fallos a la demanda (ver la NOTA 1 a la Tabla 2 más abajo), se debe excluir tanto el tiempo de operación antes del cierre del interruptor de acoplamiento del generador Diesel a su barra de emergencia como la primera hora de operación tras el cierre del interruptor²⁸.

Puede contabilizarse el número estimado de demandas considerando las veces que se ejecuta un procedimiento o actividad de mantenimiento, o basándose en los datos históricos recogidos durante uno o más ciclos de operación. También es admisible considerar el número real de pruebas y demandas operacionales realizadas en la planta.

El valor estimado de demandas deberá actualizarse cuando las bases para su estimación se modifiquen en más del 25% del total de demandas de un grupo de componentes de un mismo sistema. Por ejemplo, si la demanda estimada de una MOV ha variado en más del 25%, no se requiere una nueva estimación salvo si las demandas de todas las MOV del sistema han variado más del 25%, empleándose para el cálculo el nuevo valor de la demanda del trimestre siguiente a su actualización.

Es necesaria la actualización de las horas de operación de cada grupo de componentes si se producen cambios en las bases para su estimación superiores al 25%. Esta nueva estimación se utilizará en el cálculo del trimestre siguiente.

2.2.2. Fallos

En general, los datos sobre los fallos de los componentes deben tomarse del BDC de DACNE y de los APS.

Para los generadores Diesel, el tiempo de misión para determinar el fallo debe ser el máximo tiempo considerado en los APS, incluso si el tiempo de misión específico de los generadores Diesel para el cálculo de IFSM es menor. Nótese que un fallo que ocurre más allá del tiempo de misión máximo postulado en el APS desde que se arrancó el generador Diesel se debe contar como fallo para el IFSM. Esta contabilización ya incluye el tiempo durante el cual el generador Diesel estaba en una condición desconocida cuando no hubiera podido funcionar durante el tiempo de misión máximo del APS. Adicionalmente, estos

²⁸FAQ 480

fallos se incluyen en el valor de referencia de tasa de fallos. (Rev. 6) El objetivo de esta regla es tener una correcta estimación de la tasa de fallos de los generadores Diesel coherente con los valores de referencia. Nótese asimismo que el tiempo de misión específico de los generadores Diesel es una entrada de datos para el cálculo del indicador IFSM, como se describe en el Apartado D del Apéndice 3, página 142/163, y que el dato de tiempo de misión no se ve alterado por la presente regla.

Fallo al arranque de los generadores Diesel: El fallo al arranque incluye aquellos fallos que ocurren hasta el momento en el que el interruptor de acoplamiento ha recibido una señal de cierre. Se excluyen los ocurridos en pruebas post-mantenimiento a menos que la causa del fallo sea independiente del mantenimiento realizado. Se incluyen todos los fallos que resultan de una demanda que no es de una prueba post-mantenimiento tras volverse a poner en servicio. Si ocurre un fallo en una prueba post-mantenimiento después de volverse a poner en servicio y dependía del mantenimiento realizado, se excluye el fallo y se considera el tren indisponible en el periodo entre el momento en que se completó la actividad de mantenimiento y la declaración de vuelta a servicio²⁹. Ver la definición de fallo en operación para el tratamiento de los fallos de las bombas y válvulas de transferencia de fuel-oil.

Fallo inicial de los generadores Diesel. Dado que el generador Diesel ha arrancado correctamente y el interruptor de acoplamiento ha recibido una señal de cierre, esta categoría incluye el fallo al cierre del interruptor o el fallo en operación durante la primera hora. El generador no tiene por qué estar funcionando a plena carga para contabilizar el fallo. Este modo de fallo incluye los fallos a cierre de los interruptores tras un disturbio de la red si el generador Diesel estaba acoplado en paralelo con la red, si el cierre del interruptor es requerido por el diseño. Se excluyen los ocurridos en pruebas post-mantenimiento a menos que la causa del fallo sea independiente del mantenimiento realizado. Si ocurre un fallo en una prueba post-mantenimiento después de volverse a poner en servicio y dependía del mantenimiento realizado, se excluye el fallo y se considera el tren indisponible en el periodo entre el momento en que se completó la actividad de mantenimiento y la declaración de vuelta a servicio³⁰. Ver la definición de fallo en operación para el tratamiento de los fallos de las bombas y válvulas de transferencia de fuel-oil. Puesto que los APS españoles no contemplan de forma singularizada este modo de fallo, se acumularán con los fallos a la demanda a los efectos del cálculo del indicador IFSM.

Fallo en operación del generador Diesel. Fallo que se produce después de que el interruptor de acoplamiento ha cerrado y el generador Diesel ha estado funcionando durante una hora tras el cierre. El generador Diesel no tiene por qué estar a plena carga para contabilizar el fallo. Se excluyen los ocurridos en pruebas post-mantenimiento a menos que la causa del fallo sea independiente del mantenimiento realizado. Si ocurre un fallo en una prueba post-mantenimiento después de volverse a poner en servicio y dependía del mantenimiento realizado, se excluye el fallo y se considera el tren indisponible en el periodo entre el momento en que se completó la actividad de mantenimiento y la declaración de vuelta a servicio³¹. Los fallos de las bombas o de las válvulas del (sub) sistema de transferencia de

²⁹FAQ 472

³⁰FAQ 472

³¹FAQ 472

gas-oil se consideran fallos en operación de los generadores Diesel si el fallo de la bomba o válvula tiene como resultado el fallo del generador Diesel a cumplir el tiempo de misión de 24 horas (por ejemplo, si no hay una bomba o válvula de fuel-oil redundante³² o la bomba o válvula redundante no puede cumplir su misión). El fallo de la bomba o válvula de transferencia de fuel-oil es un fallo del generador Diesel cualquiera que sea el momento del fallo de aquella. En el caso de que el fallo de la bomba o válvula de transferencia de fuel-oil tenga como resultado el fallo de más de un generador Diesel, se cuenta un fallo para cada generador Diesel afectado³³.

Según el origen del fallo de los componentes monitorizados y las condiciones en que se han producido, reciben un tratamiento distinto y contabilizan para el cálculo del IFSM. Los diversos tratamientos que pueden recibir estos datos recopilados son:

Tratamiento de fallos en demanda y operación

Para el cálculo de la infiabilidad del componente monitorizado se consideran los fallos en demanda y en operación. Se incluyen igualmente los fallos en demanda o en operación mientras el reactor no esté crítico, a menos que se determine, mediante una evaluación, que el fallo no afectaría la capacidad del componente para realizar la función durante operación a potencia. Bajo ninguna circunstancia se excluirá un fallo usando la justificación de que existe una acción de recuperación.

Los errores humanos/disparo de componentes, actuaciones inadvertidas o indisponibilidad no planificada introducidas por actividades de pruebas o mantenimiento no son indicativos de la fiabilidad del equipo si no se hubiera realizado la actividad, y no deben contarse como fallos si se descubren inmediatamente y se notifican con prontitud a la Sala de Control.

Esto aplica a errores humanos que tienen como resultado la parada de un componente monitorizado que

1. Ocurren cuando se considera que el tren monitorizado se considera disponible.
2. No tienen como resultado daño real a los equipos
3. Existen indicaciones claras, no ambiguas que los ponen de manifiesto
4. Se notifican prontamente a la sala de Control, previamente y sin retraso respecto de la realización de acciones correctivas y
5. Están claramente asociadas con una actividad de prueba o mantenimiento de tal forma que la secuencia de fallo no hubiera ocurrido y no podría ocurrir si no se estuviera realizando la prueba o el mantenimiento.

³² Para dar crédito a una bomba o válvula de transferencia de fuel-oil en la determinación de un fallo, debe ser actuada automáticamente a tiempo de satisfacer los criterios de éxito de los APS. Si la bomba o válvula requiere una actuación manual, debe haber indicaciones para alertar a los operadores de la necesidad de actuar la bomba o válvula a tiempo.

³³ Information Systems Laboratories, Inc. ha revisado los fallos de los generadores Diesel y de las bombas de transferencia de fuel-oil para soportar los cambios en las definiciones de los modos de fallo de los generadores Diesel. Este informe está disponible en el sistema ADAMS de la NRC, bajo el número ML11259A101.

Se contabilizará la indisponibilidad desde el momento de ocurrencia del suceso hasta que el equipo se pone en servicio de nuevo.

Deben contabilizarse los fallos latentes (fallos que existían antes del mantenimiento) y que se descubren como parte de las actividades de mantenimiento.

Fallos que se descubren en las pruebas post-mantenimiento (PMT). Los fallos que se identifiquen en pruebas post-mantenimiento no deben contabilizarse a menos que la causa del fallo sea independiente del mantenimiento. El alcance de los trabajos de mantenimiento incluye las actividades que se requieren para realizarlo, incluyendo las actividades de apoyo, las labores propias del mantenimiento y las actividades para restaurar los componentes monitorizados a su condición de disponibilidad y operabilidad. Esto incluye pero no se limita a tareas típicas como instalación y retirada de andamios, aplicación de recubrimiento, retirada e instalación de aislamiento, actividades de izado y soportado de estructuras o componentes, actividades de salud laboral o retirada e instalación de obstáculos que sean necesarios para las actividades de mantenimiento. La planificación, programación e implementación de esas actividades de apoyo puede estar contenida en órdenes de trabajo distintas de la orden de trabajo que define la actividad sobre el componente monitorizado. Los fallos de componentes o de sistemas que se introducen durante las actividades de mantenimiento no son indicativos de la fiabilidad de los equipos, puesto que no hubieran ocurrido si la actividad de mantenimiento no hubiera tenido lugar.

Por otro lado, existe la potencialidad de que la actividad de mantenimiento afecte a otros componentes que no se han incluido directamente en el alcance directo del trabajo especificado. Tales fallos no se contabilizarán cuando

- Se identifiquen durante o antes de la prueba post-mantenimiento y se corrijan antes de que el componente sea declarado operable.
- La reparación se haya documentado en una solicitud u orden de trabajo
- Los componentes críticos que no estén directamente en el alcance del trabajo pero que pueden verse afectados por la actividad de mantenimiento, se hayan señalado mediante precauciones en los procedimientos, se han incluido en las reuniones previas a la actividad, tienen etiquetado de protección, carteles o protecciones.
- El Titular usa su Programa de Acciones Correctoras para documentar los argumentos en que se basa para determinar que la causa del fallo provenía del mantenimiento realizado. Esta determinación debe establecer una clara relación entre el mantenimiento realizado y el fallo.

Tratamiento de condiciones descubiertas que tienen como resultado la incapacidad de realizar la función monitorizada

Deben incluirse como fallos las condiciones descubiertas en los sistemas monitorizados (condiciones dentro de los límites de componentes definidos en la sección 1.1.1 de este apéndice) que impiden que el componente realice su función monitorizada, incluso en el caso de que no haya fallo real en demanda o en operación. El tratamiento propuesto aquí tiene en cuenta el periodo de tiempo en que la condición existió antes de que se descubriera, si el componente estaba en un estado de fallo desconocido.

Las condiciones que impiden que el componente realice su función monitorizada y que se detectan en la Sala de Control sin que ocurra una demanda real son un caso especial de las condiciones descubiertas. En este caso, el descubrimiento de la condición coincide con el fallo. Esta condición se aplica a circuitos de control normalmente energizados que están asociados con componentes monitorizados, que tienen alarma/anunciador por pérdida de potencia al circuito de control. En esta circunstancia, no se considera un periodo de tiempo en el que el componente se encuentra en un estado de fallo desconocido. En este caso, se contabilizarán las horas de indisponibilidad del tren, pero no se contabilizará ningún fallo adicional.

Para otras condiciones descubiertas en las que el descubrimiento no coincide con el fallo, el modo de fallo apropiado debe contabilizarse de la siguiente manera:

- Para válvulas e interruptores, se supondrá y contabilizará un fallo a la demanda. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para bombas y generadores Diesel, si la condición descubierta hubiera impedido el arranque con éxito, se contabilizará un fallo a la demanda, pero no se contabilizará ni un tiempo de operación ni un fallo en operación. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para generadores Diesel, si se determina que el Diesel arrancarían pero fallarían en la toma de cargas (por ejemplo, una condición asociada con el interruptor de acoplamiento), se contabilizará un fallo a la demanda. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para bombas y generadores Diesel, si se determina que la bomba o el Diesel arrancarían (y tomarían cargas en el caso del Diesel), pero fallarían antes de completar su tiempo de misión, se supondrá un fallo en operación. Se contabilizará una demanda. El tiempo estimado hasta el fallo puede incluirse en el tiempo de operación.
- Los fallos de las bombas y válvulas de transferencia de fuel oil se consideran fallos de los generadores Diesel si el fallo de aquellas resulta en el fallo del generador Diesel a funcionar durante 24 horas. (por ejemplo si no has bombas/válvulas de transferencia de fuel-oil disponibles o si la válvula o bomba redundante no puede cumplir su función asignada). El fallo de la válvula o bomba de transferencia cuenta como un fallo del generador Diesel independientemente del momento de fallo. En el caso de que el fallo de una válvula o bomba de transferencia resulte en el fallo de más de un generador Diesel, se contará un fallo para cada generador Diesel afectado³⁴.

Para un componente en operación que está retirado de servicio debido a que se ha observado un comportamiento degradado del mismo, se supondrá que hay un fallo en operación a menos que la evaluación de la condición muestre que el componente podría operar de forma continuada durante su tiempo de misión, contado desde el momento en que el componente se retiró de servicio.

En todos los casos, se acumulará la indisponibilidad no planificada desde el momento del descubrimiento o del anuncio de la condición de forma consistente con la definición de la sección 1.2.1.

Se supondrá que ha ocurrido la pérdida de la función monitorizada si no se cumplen los criterios de éxito establecidos. Si el análisis posterior identifica un margen adicional para el

³⁴FAQ 487.

criterio de éxito, puede determinarse un impacto en el cálculo futuro del URI y del UAI basado en el nuevo criterio de éxito. Si el nuevo criterio de éxito provoca una revisión del APS que afecte a los resultados numéricos (es decir, a la FDN o a las medidas FV), el cambio debe incluirse en el modelo de APS y deben recalcularse los correspondientes valores de los parámetros del IFSM, incorporando estos valores en el documentos de bases del indicador antes de usarlos en el cálculo de UAI o de URI. Si el cambio en los criterios de éxito no tiene efecto en los resultados numéricos del APS (siendo sólo un cambio en el margen), sólo debe actualizarse el documento de bases antes de usar los valores revisados de los criterios de éxito.

Si la condición degradada no está contemplada en alguno de los criterios de éxito preestablecidos, deberá realizarse y documentarse una evaluación de ingeniería para determinar el impacto de la condición degradada en la función monitorizada. Es aceptable el uso de análisis de fallo de componentes, de análisis de circuito o de investigación de incidentes. Puede usarse juicios de ingeniería en combinación con técnicas analíticas para determinar el impacto de la condición degradada sobre la función monitorizada. La evaluación de ingeniería se completará tan pronto como sea posible. Si no puede completarse a tiempo de ser soporte del envío de los indicadores para el trimestre, se adjuntará en el campo de comentario una nota diciendo que está pendiente la evaluación. La evaluación debe completarse a tiempo de contabilizar adecuadamente la indisponibilidad/infiabilidad en el siguiente envío trimestral. Se espera que las excepciones a esta regla sean escasas, y se tratarán de forma individual. Los titulares deberán identificar estas situaciones al inspector residente.

Fallos y condiciones descubiertas de estructuras, sistemas y componentes que no son monitorizados

Los componentes no monitorizados que están dentro de los límites de un tren o segmento no contribuyen a la infiabilidad. Si falla un componente no monitorizado que está en los límites de un tren o segmento, no se acumula la infiabilidad si el fallo del componente no monitorizado no causa una demanda real y/o un fallo a la demanda de un componente que esté dentro de los límites del tren o segmento. Si el componente no monitorizado causa el fallo real a la demanda de un componente monitorizado dentro del tren o segmento, entonces se cuenta la demanda y el fallo del componente monitorizado. El fallo de un componente no monitorizado que está dentro de los límites de un tren o segmento monitorizado puede ser origen de que se contabilice la indisponibilidad del tren o segmento si se deja indisponible.

Los componentes no monitorizados que están fuera de los límites de un tren o segmento monitorizado no contribuyen a la infiabilidad del tren o segmento monitorizado. Si falla un componente no monitorizado que está fuera de los límites de un tren o segmento monitorizado, no se acumula la infiabilidad sin tener en cuenta si el componente no monitorizado causa una demanda o un fallo de un componente monitorizado. El fallo de un componente no monitorizado que está fuera de los límites de un tren o segmento monitorizado no puede causar que se contabilice la indisponibilidad de ese tren o segmento.

Por ejemplo podría ser la válvula de aislamiento manual que permanece cerrada y que habría causado el fallo de la bomba. Esto no contabilizaría como fallo de la bomba. Cualquier mal alineamiento de la válvula que origine la indisponibilidad de un tren

contabilizaría como una indisponibilidad desde que se descubre. La importancia del mal alineamiento de la válvula antes de su descubrimiento debería discutirse en una inspección. (Nótese, sin embargo, que si la válvula manual cerrada causa el fallo real de la bomba, se contabiliza el fallo a la demanda de la bomba y se acumula la indisponibilidad no planificada en el tren o segmento afectado.)

2.3. Cálculo del URI

La in fiabilidad se monitoriza a nivel de componentes y se calcula a nivel de sistemas. El URI es proporcional a la diferencia entre la in fiabilidad específica del componente y los valores promedios de la industria, ajustado mediante un factor de peso con la medida de importancia de Birnbaum. El cálculo del URI del sistema como consecuencia de esta diferencia se expresa:

$$URI = \sum_{j=1}^m [B_{Dj}(UR_{DBCj} - UR_{DBLj}) + B_{Rj}(UR_{RBCj} - UR_{RBLj})] [3]$$

Donde:

B_{Dj} y B_{Rj} son las medidas de importancia de Birnbaum para los modos de fallo en demanda y operación del componente, respectivamente.

UR_{DBCj} y UR_{RBCj} son los valores corregidos de in fiabilidad del componente específicos de la planta, correspondientes al modo de fallo en demanda y en operación, respectivamente.

UR_{DBLj} y UR_{RBLj} son los valores de referencia de in fiabilidad del componente, correspondientes al modo de fallo en demanda y en operación, respectivamente.

La medida de importancia de cada componente monitorizado y específica de cada modo de fallo se calcula:

$$B = CDF_p \left[\frac{FV_{URc}}{UR_{pc}} \right]_{MAX} [4]$$

Donde:

CDF_p es la FDN específica de la planta,

FV_{URc} es el valor de la medida de Fussell-Vesely específico de cada componente y para cada modo de fallo, y

UR_{pc} es el valor de in fiabilidad de componente específico del APS y para cada modo de fallo.

Los modos de fallo considerados, para cada tipo de componente monitorizado, se indican a continuación. Existen diversos sucesos básicos correspondientes a cada modo de fallo. Se emplean esta distinción entre modos de fallo para definir la manera de categorizar los componentes.

- Válvulas e Interruptores
 - Fallo a la demanda (abrir/cerrar)
- Bombas
 - Fallo en demanda (Arranque)
 - Fallo en operación
- Generadores Diesel
 - Fallo en demanda (Arranque)

- Fallo en operación

El cálculo de cada uno de los términos de las ecuaciones [3] y [4] se describe a continuación:

2.3.1. Niveles de truncación

Se usarán los mismos criterios que para el índice de indisponibilidad, presentados en la sección 1.3.1.

2.3.2. Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDNp)

Se usarán los mismos criterios que para el índice de indisponibilidad, presentados en la sección 1.3.2.

2.3.3. Cálculo del cociente [FV/UR]

El cálculo de este cociente es similar al realizado para UA, referido al componente monitorizado, considerando además la contribución de los fallos de causa común.

En la ecuación [4] se incluye un término en el cálculo del UAI que consiste en que el cociente del valor de importancia de FV y la probabilidad de fallo para el componente es igual al obtenido entre valores de sucesos básicos de los componentes. Se requiere un factor adicional que no fue necesario en el cálculo del valor del cociente para la indisponibilidad, y que tiene en cuenta la existencia de fallos de causa común en el sistema. Este cociente se ajusta para considerar la contribución de los sucesos iniciadores en el cálculo del URI de los sistemas de refrigeración, además de la corrección por fallos de causa común.

$$\frac{FV_{\text{suceso básico}}}{UR_{\text{suceso básico}}} = \frac{FV_{UR_c}}{UR_c} = \text{Constante}$$

No se obtiene el mismo valor constante en el cociente de infinidad e indisponibilidad, ya que los dos tipos de sucesos no son lógicamente equivalentes. Este cociente es diferente también en el caso de fallo en demanda o en operación.

Existen dos opciones para determinar el valor inicial de este cociente: la primera de ellas consiste en identificar un único valor máximo para todos los modos de fallo. La segunda opción identifica un valor para cada modo de fallo. En el cálculo del URI de cada una de las centrales se aplica la opción 1 para obtener el valor del cociente que es máximo para cada tipo de componente monitorizado. Es por ello por lo que se desarrolla en este Manual únicamente esta primera opción.

Opción 1

El proceso de determinación del valor máximo del cociente aplicable a todos los modos de fallo del componente consiste en identificar todos aquellos sucesos básicos que hagan fallar el componente (excluyendo los sucesos de causa común, las pruebas y mantenimientos). Dados los alcances de los componentes monitorizados, aquellos componentes que estén dentro del alcance de uno monitorizado pero hayan sido modelados en el APS de forma independiente, se tendrán en cuenta en el cálculo del cociente FV/UR del macrocomponente al cual pertenecen. El proceso consta de los siguientes pasos, dados para cada componente monitorizado:

- Determinar las probabilidades de fallo para los sucesos

- Determinar la medida de importancia FV para cada suceso
- Calcular el cociente FV/UR para cada suceso de fallo independiente
- Escoger el suceso que obtenga el mayor valor del cociente (típicamente será el correspondiente al suceso básico con mayor probabilidad de fallo para minimizar los efectos de la truncación en el cálculo)

Opción 2

Identificar un valor máximo del cociente para cada modo de fallo del componente monitorizado. Inicialmente, se identifican todos los sucesos básicos asociados al componente. Cada suceso básico es asociado con el modo de fallo correspondiente, y se identifica el valor máximo del valor del cociente para cada modo de fallo.

Tratamiento de las asimetrías modeladas en el APS

En sistemas cuyas bombas operan alternativamente (por ejemplo, los sistemas de refrigeración), es habitual asumir que una de las bombas está siempre operando y las restantes están en espera. Por ejemplo, el sistema de agua de servicio debe disponer de dos bombas del 100% de capacidad en cada tren (bombas A y B). En la práctica, cada una de las bombas está operando la mitad del tiempo. Sin embargo, en el modelo realizado en el APS se asume que la bomba A está siempre funcionando, y la bomba B siempre está en reserva, lo que conlleva a una mayor importancia del tren A sobre el B, aunque ambas tengan la misma importancia en la realidad. Esta asimetría entre ambos trenes se origina en la modelización del APS y no en el diseño de la planta.

En estos casos, se utilizan las medidas de importancia del APS para cada componente monitorizado en el URI. Aunque realmente no sea la medida correcta de importancia, los resultados finales obtenidos según el método empleado para calcular el URI serán los correctos porque se empleará el mismo valor real de probabilidad de fallo para cada componente monitorizado considerado en el grupo de componentes similares.

Valores del cociente [FV/UR] de los sistemas de Agua de Refrigeración de Componentes y Agua de Servicios Esenciales

Los sistemas de agua de refrigeración de componentes (CCW) y de agua de servicio (SWS) contribuyen en el riesgo de dos formas: primera, aquellos sistemas que refrigeran equipos utilizados en la mitigación de sucesos, y segunda, los fallos de los sistemas que dan lugar a sucesos iniciadores.

Según la forma en que estas contribuciones sean tratadas en el APS, se ajusta el valor del cociente mediante un factor corrector calculado según se indica en este apartado. Esta corrección se aplica para cada valor del cociente FV/UR empleado en el cálculo del índice. Se sigue la misma opción utilizada en la identificación del valor máximo del cociente.

La contribución en el riesgo de los fallos de los sistemas que refrigeran otros equipos de la planta está modelada directamente en el modelo del APS. Normalmente, la contribución en el riesgo por sucesos iniciadores es tratada en el APS de tres modos diferentes:

- 1) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados del mismo modo en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores

- 2) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados de modo diferente en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 3) Los árboles de fallo se generan fuera del APS y el valor calculado se emplea en el APS como punto de estimación
- 4) Se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y de la empleada en el APS

Cada uno de estos métodos es discutido en los siguientes apartados.

Método 1

Si el APS de la planta ha utilizado el primer modelo, los valores calculados de FV reflejarán la contribución total en el riesgo, por lo que no será necesaria ninguna corrección.

Método 2 y 3

El valor corregido debe calcularse tal y como se describe en el método 4 o siguiendo las pautas indicadas a continuación.

En caso en que el método para modelar consiste en un árbol de fallos con sucesos básicos diferentes, o empleando un valor estimado fuera del APS, el valor del cociente corregido que debe emplearse en el cálculo es:

$$[FV/UR]_{corr} = \left[\frac{FV_c}{UR_c} + \sum_{m=1}^i \left\{ \frac{IE_{m,n}(1) - IE_{m,n}(0)}{IE_{m,n}(q_n)} * FV_{ie_m} \right\} \right]$$

El sumatorio engloba todos los sucesos iniciadores i que afectan al componente n , donde

FV_c es el valor de FV del componente C según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

UR_c es la probabilidad del suceso básico del componente C ,

$IE_{m,n}(q_n)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la probabilidad de fallo del componente n es q_n . El suceso escogido en el árbol del iniciador debería representar el mismo modo de fallo para el componente que el suceso escogido para el UR_c ,

$IE_{m,n}(1)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la in fiabilidad del componente n es 1,

$IE_{m,n}(0)$ es la frecuencia del suceso iniciador m cuando la in fiabilidad del componente n es 0, y

FV_{ie_m} es el valor de la contribución del valor de FV del suceso iniciador m a la FDN.

Método 4

Si se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y los indicados en el APS, el valor del cociente máximo corregido para un componente C se calcula:

$$[FV/UR]_{MAX} = [FV_c + Fv_{ie} * FV_{sc}] / UR_c$$

Donde,

FV_c es el valor de FV del componente C según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

Fvie es la contribución en el valor FV para el suceso iniciador en cuestión (por ejemplo, pérdida de agua de servicio)

FVsc es el valor de FV del componente C considerando sólo el valor correspondiente al árbol de fallos del sistema al cual pertenece (el cociente de la suma de los *cut sets* del árbol de fallo en el que aparece el componente con respecto a la probabilidad de fallo total). Este método implica la construcción de un árbol de fallos paralelo para la obtención de un valor aproximado de FV_{sc} según la lógica seguida en el árbol de fallos soporte.

– Efecto de los fallos de causa común en el valor del cociente [FV/UR]

Los factores de corrección anteriormente explicados deben aplicarse al valor del cociente antes del factor de corrección de causa común.

Para incluir el efecto de los fallos de causa común, que incluiría un ajuste multiplicativo en el cociente entre FV y UR de un suceso básico del componente, se considera como dato de entrada un factor que afectaría el valor de URI del componente. Con la hipótesis de que los fallos de causa común son proporcionales a los fallos independientes de los componentes, un cambio en las probabilidades de fallos independientes supondría el mismo cambio en las de fallo de causa común. IFSM

Existen dos métodos para incluir este efecto, un ajuste que emplea valores genéricos y otro más específico de la planta al emplear valores de su APS. Se pueden llegar a utilizar métodos diferentes en sistemas distintos, pero no en componentes del mismo sistema. Si existe un único componente de cada tipo de componente, el valor de ajuste es de 1,0. También es aplicable en el caso de que todos los componentes del mismo tipo sean requeridos para realizar la función del sistema al cual pertenecen.

Aproximación genérica

Recomendada para aquellos componentes cuya contribución al URI sea menos significativa ([FV/UR] más pequeño). Este factor se aplica al valor del cociente de cada uno de los componentes monitorizados que pertenezcan al mismo grupo de causa común. Los valores del factor multiplicativo de causa común están recogidos en la tabla 3 del Apéndice F del NEI 99-02 (Ref. 1).

Los factores que son de aplicación en las centrales españolas son los correspondientes a sus centrales americanas de referencia, según la tabla siguiente:

Central de Referencia	Central	AC de Emergencia Diesel	Inyección Alta Presión		Extracción de calor		Extracción calor residual Motobomba en espera
			Motobomba en operación o alternante	Motobomba en espera	Motobomba en espera	Turbobomba (cuando aplique)	
North Anna 1&2	Ascó I y II	1,25	2	1	1,25	1	1,5
Grand Gulf	Cofrentes	1,25	1	1	1	1	1,5
Monticello	Garofía	1,25	1	1	1	1	3
North Anna 1&2	Almaraz	1,25	2	1	1,25	1	1,5

Agua de Servicio Esencial Motobomba en operación		Motobomba en espera	Refrigeración de componentes Motobomba en operación		Motobomba en espera	MOV e Interruptores	AOV SOV HOV
---	--	---------------------	--	--	---------------------	---------------------	-------------------

Todas las plantas	3	1,5	1,5	2	2	1,5
-------------------	---	-----	-----	---	---	-----

Los factores correspondientes a C.N. Vandellós son los mismos que los obtenidos para Ascó.

Por otro lado, los factores de causa común de la C.N. Trillo se obtienen según las pautas del apartado siguiente, requiriendo un ajuste basado en los resultados del APS.

Ajuste específico de la planta

Consiste en emplear valores del APS para calcular un factor de ajuste por cada cociente que se emplee en el cálculo del indicador. Si se ha calculado un cociente por cada modo de fallo del componente, se calcula un factor para cada uno de los cocientes que se calculen. El valor del factor de ajuste por fallos de causa común A se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\left[\left(\sum_{i=1}^n FV_i \right) + FV_{cc} \right]}{\sum_{i=1}^n FV_i} [5]$$

Donde:

n es el número de componentes del grupo de causa común

FV_i es el valor de FV correspondiente al mismo modo de fallo independiente del grupo al que pertenece el componente i, escogiéndose el mismo valor que maximizaba el cociente (FV/UR).

FV_{cc} es el valor de FV para el fallo de causa común del componente en el grupo; es el valor que corresponde a todas las combinaciones de sucesos de causa común para el grupo de componentes dentro del mismo modo de fallo, obteniéndose mediante la suma de los valores FV_{cc} independientes que representan las distintas combinaciones de fallo de componentes en un grupo de causa común

Como ya se dijo anteriormente, este método será el empleado en el caso de la C.N. Trillo para obtener los factores de causa común, y basándose en los resultados de su APS.

Para corregir los valores de los componentes de un mismo sistema se emplea el mismo método de ajuste, pudiéndose usar la aproximación que se desee en el cálculo de los diferentes sistemas. En el caso concreto de los sistemas de refrigeración, se pueden aplicar métodos distintos en cada uno de los subsistemas de refrigeración (un método para la refrigeración de componentes y otro para el agua de servicios esenciales).

Por ejemplo, una planta que dispone de tres generadores de emergencia al 100% de su capacidad tiene modelados en el APS los tres modos de fallo de los Diesel, fallo al arranque, fallo en operación y fallo en la carga. Los sucesos de causa común se combinan en los tres modos de fallo de la siguiente forma, obteniendo definitivamente 12 sucesos de fallo de causa común:

- 1) Fallo de los tres generadores Diesel
- 2) Fallo de GDE-A y GDE-B
- 3) Fallo de GDE-A y GDE-C
- 4) Fallo de GDE-B y GDE-C

Se asume como hipótesis en el ejemplo que el máximo valor del cociente [FV/UR] es el correspondiente al modo de fallo al arranque, empleándose un FV_{cc} en la ecuación (5) que sería la suma de los cuatro sucesos de causa común definidos anteriormente.

Existen diversos métodos para modelar los cambios significativos debidos a fallos de causa común. Es normal que los 12 fallos de causa común estén combinados con otros sucesos del APS. La aplicación de este método de ajuste requeriría, en su caso, de la descomposición de los sucesos básicos combinados y su valor de FV. Se aplica la siguiente proporcionalidad:

$$FV_{part} = FV_{total} \cdot \frac{UR_{part}}{UR_{total}} \quad [6]$$

Volviendo al ejemplo anterior, los fallos de causa común se modelaron como combinación de todos los modos de fallo para cada combinación específica del equipo. Por tanto, para el caso de fallo al arranque, el FV_{cc} que se emplearía sería el resultante de:

Fallo de los tres GD	Fallo de GDA-GDB	Fallo de GDA-GDC	Fallo de GDB-GDC	Fallo al arranque Fallo en operación
----------------------	------------------	------------------	------------------	---

$$FV_{FTS_{ABC}} = FV_{ABC} \cdot \frac{UR_{FTS_{ABC}}}{UR_{ABC}}$$

Este mismo cálculo se realiza para los tres modos de fallo de causa común:

$$FV_{cc} = FV_{FTS_{ABC}} + FV_{FTS_{AB}} + FV_{FTS_{AC}} + FV_{FTS_{BC}}$$

El valor resultante se emplea en la ecuación [4] para determinar el valor del parámetro "A". Por tanto, el valor de [FV/UR], dado el valor individual del cociente para cada generador Diesel como parámetro del APS de la central, es:

$$[FV/UR]_{max} = A * [FV/UR]_{individual}$$

2.3.4. Medida de importancia de Birnbaum

Una de las reglas para determinar las válvulas y los interruptores que contribuyen en el cálculo del URI permite excluir aquellas válvulas e interruptores con un valor de importancia de Birnbaum menor de 1,0E-6. Esta medida de importancia se calcula:

$$B = FDN * A * [FV/UR]_{ind} = FDN * [FV/UR]_{max}$$

En el valor de Birnbaum están incluidas las correcciones por fallos de causa común y de sucesos iniciadores en el caso de sistemas soporte (si aplica).

2.3.5. Cálculo de URDBC y URRBc

Los dos valores de infinidad correspondientes al fallo en demanda y en operación (UR_{DBC} y UR_{RBC}) de cada componente se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$UR_{DBC} = \frac{(N_d + a)}{(a + b + D)}$$

Siendo:

N_d es el número total de fallos en demanda durante los últimos 12 trimestres

D es el número total de demandas durante los últimos 12 trimestres, determinado según el apartado 2.2.1

a y b son parámetros de la distribución prior de la industria basados en la experiencia de las plantas

En el cálculo de la anterior ecuación el número de demandas y fallos es la suma de todas las demandas y fallos en demanda de componentes monitorizados similares que pertenecen al mismo sistema. No debe sumarse valores de distintas unidades de la misma planta, ya que se calcula una medida de URI para cada unidad de la central. Por ejemplo, para una planta con dos generadores Diesel, las demandas y los fallos de ambos podrían sumarse para el cálculo de UR_{DBC} , empleándose el valor obtenido en ambos trenes.

$$UR_{RBC} = \frac{(N_r + a)}{(T_r + b)} * T_m$$

Siendo:

N_r es el número total de fallos en operación durante los últimos 12 trimestres (determinado en el apartado 2.2.2)

T_r es el número total de horas de operación durante los últimos 12 trimestres (determinado en el apartado 2.2.1)

T_m es el tiempo de misión del componente monitorizado basado en el APS de la planta. En caso de existir más de un valor para diferentes sucesos iniciadores o secuencias, se escoge el mayor de todos

a y b son parámetros de la distribución prior de la industria basados en la experiencia de las plantas

Se recuerda aquí que, en caso de que se produzca un fallo en operación, en el IFSM se contabilizará independientemente de los tiempos en misión que el equipo fallado tenga en el APS. En el caso de condiciones descubiertas (sección 2.2.2), el análisis tiene en cuenta el tiempo en misión máximo postulado en el APS, de forma consistente con la definición de T_m anterior³⁵.

En el cálculo de la anterior ecuación el número de horas de operación y de fallos es la suma de todas las horas y fallos de componentes monitorizados similares que pertenecen al mismo sistema. No debe sumarse valores de distintas unidades de la misma planta. Por ejemplo, para una planta con dos generadores Diesel, las horas de operación y los fallos de ambos podrían sumarse para el cálculo de UR_{RBC} , empleándose el valor obtenido en ambos trenes.

2.3.6. Valores de referencia históricos de in fiabilidad para cada componente monitorizado del sistema.

Los valores de referencia de in fiabilidad (UR_{BLc}), expresados en términos de tasa (para fallos en operación) o probabilidad, para cada tipo de componente y según el modo de fallo, están basados en datos de la industria.

Se postula una distribución prior no-informativa de parámetros a y b, según los siguientes criterios:

- Para fallos en operación, $a = 5,00E-1$ y $b = (a) / (\text{tasa de fallos media})$
- Para fallos en demanda, a es una función de la tasa media, adquiriendo los siguientes valores:

³⁵ Rev. 6

$$0,0 \leq p \leq 0,0025 \rightarrow a = 0,50$$

$$0,0025 \leq p \leq 0,010 \rightarrow a = 0,49$$

$$0,010 \leq p \leq 0,016 \rightarrow a = 0,48$$

$$0,016 \leq p \leq 0,023 \rightarrow a = 0,47$$

$$0,023 \leq p \leq 0,027 \rightarrow a = 0,46$$

$$\text{Entonces, } b = (a) \cdot (1,0 - \text{probabilidad media}) / (\text{probabilidad media})$$

Los valores de a, b y UR_{BLc} para el cálculo del URI se recogen en la tabla 2 siguiente:

Componente	Modo de fallo	Valor medio de UR_{BLc} (Industria)	a	b
Interruptor	Fallo al abrir o cerrar	8,00E-4 /d	4,99E-1	6,23E+2
HOV	Fallo al abrir o cerrar	1,00 E-3 /d	4,98E-1	4,98 E+2
HOV-VA2	Fallo al operar	3,30E-5 /h	5,00E-1	1,51E+4
MOV	Fallo al abrir o cerrar	7,00 E-4 /d	4,99 E-1	7,12 E+2
SOV	Fallo al abrir o cerrar	1,00 E-3 /d	4,98 E-1	4,98 E+2
AOV	Fallo al abrir o cerrar	1,00 E-3 /d	4,98 E-1	4,98 E+2
CV-TRI ²	Fallo al abrir o cerrar	3,00 E-3 /d	4,90 E-1	1,63 E+2
	Fallo al operar	3,30 E-5 /h	5,00 E-1	1,51 E+4
TVV-TRI ³	Fallo al abrir o cerrar	7,00 E-4 /d	4,99 E-1	7,12 E+2
Motobomba en espera	Fallo al arranque	1,90 E-3 /d	4,97 E-1	2,61 E+2
	Fallo en operación	5,00 E-5 /h	5,00 E-1	1,00 E+4
Motobomba en operación o alternante	Fallo al arranque	1,00 E-3 /d	4,98 E-1	4,98 E+2
	Fallo en operación	5,00 E-6 /h	5,00 E-1	1,00 E+5
Turbobomba, AFW	Fallo al arranque	9,00 E-3 /d	4,85 E-1	5,33 E+1
	Fallo en operación	2,00 E-4 /h	5,00 E-1	2,50 E+3
Turbobomba, HPCI o RCIC	Fallo al arranque	1,30 E-2 /d	4,78 E-1	3,63 E+1

Componente	Modo de fallo	Valor medio de UR_{BLc} (Industria)	a	b
	Fallo en operación	2,00 E-4 /h	5,00 E-1	2,50 E+3
Bombas movidas por generador Diesel	Fallo al arranque	1,20E-2 /d	4,80 E-1	3,95E+1
	Fallo en operación	2,00E-4 /h	5,00 E-1	2,50 E+3
Diesel de emergencia	Fallo al arranque ¹	8,00 E-3 /d	4,90 E-1	6,08E+1
	Fallo en operación	8,00 E-4 /h	5,00 E-1	6,25 E+2

Tabla 2: Parámetros prior para el cálculo de la infiabilidad

NOTA 1: En las centrales españolas no se contempla por separado el fallo del Generador Diesel en la toma de carga (fallos en menos de una hora), por lo que se agrupa su dato de infiabilidad en el fallo al arranque.

NOTA 2: Las válvulas de Control / Regulación (CV), que fallan en demanda y en operación, son aplicables a C.N. Trillo. El valor de referencia de infiabilidad UR_{BLc} ha sido tomado de la Base de Datos Genérica del APS de C.N. Trillo (Tabla A3-1, APS-IT-D01), sin considerar los módulos. Los valores de los parámetros a y b se han calculado según las pautas indicadas anteriormente.

NOTA 3: Las válvulas de tres vías de C.N. Trillo, que fallan en operación, tienen como valor de referencia de infiabilidad UR_{BLc} los correspondientes al fallo al abrir/ cerrar de las válvulas motorizadas.

NOTA 4: Las válvulas de Control de C.N. Vandellós, que fallan en operación, están incluidas en la Tabla 2 como válvulas hidráulicas incluyendo su modo de fallo. El valor de referencia de infiabilidad UR_{BLc} ha sido tomado de la Base de Datos Genérica de C.N. Trillo, según ha aportado C.N. Vandellós.

3. CORRECCIÓN POR IMPORTANCIA ESTADÍSTICA

Esta corrección establece un nivel aceptable de funcionamiento para los sistemas monitorizados que se refleja en los valores de infiabilidad de referencia de la Tabla 2. Las diferencias específicas de cada planta deben interpretarse en el contexto de la significación para el riesgo de la distancia al límite aceptable de funcionamiento. El nivel de funcionamiento de las plantas puede asumir variaciones, sin que se vea afectado su nivel de infiabilidad. Por ejemplo, un sistema podría tener tres fallos detectados en un período de tres años con un nivel aceptable de infiabilidad. Sin embargo, se podría esperar que, por variaciones normales de funcionamiento, este sistema pudiera experimentar dos o cuatro fallos en un período de tres años. Por ello, no es aconsejable que el sistema se sitúe en la franja blanca de funcionamiento por variaciones esperadas en la medida del funcionamiento durante un período de tres años. Este problema es más visible en sistemas que son más sensibles al riesgo de la planta y que tienen pocas demandas en los tres años de monitorización.

Se establece un límite sobre el máximo valor del fallo más significativo en un sistema, aplicable si el valor calculado del IFSM sin aplicar el límite resulta ser menor o igual que $1,0E-5$ (Rev. 6). En este caso, se asigna el límite de $5,0E-7$ al valor del fallo más significativo de un sistema. Con esta medida se asegura que si un solo fallo sobrepasa el número esperado de fallos no derive en un $IFSM > 1,0E-6$. Será posible obtener un valor de $IFSM > 1,0E-6$ si hay indisponibilidades significativas del sistema o hay fallos en otros componentes del sistema.

El programa de cálculo aplicará el límite; no es necesaria ninguna acción por parte del Titular.

4. CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPONENTE

Los sistemas de mitigación elegidos para ser monitorizados son generalmente los más importantes de la central. Sin embargo, en algunos casos los sistemas monitorizados no tienen por qué ser los más importantes, debido a las características específicas de la planta, tales como la disposición de métodos diversos para realizar la misma función que el sistema monitorizado. En estos casos podría presentarse una degradación significativa del comportamiento de estos sistemas antes de que la medida del riesgo alcanzara un punto donde el IFSM cruzara la franja blanca. En casos como éste no es probable que la degradación esté limitada solamente a ese sistema, y puede haber temas transversales que pueden afectar al funcionamiento de otros sistemas de mitigación.

Por ello, se emplea un criterio de funcionamiento adicional, para determinar si está deteriorándose el funcionamiento de los sistemas, como elemento de decisión sobre si el funcionamiento de los sistemas de mitigación monitorizados de la planta ha entrado en la banda blanca. Esta decisión está basada en la desviación del funcionamiento del sistema con respecto al valor esperado, en los casos en los que se sospeche que un sistema se haya situado en la banda blanca, a pesar de que el IFSM no haya superado el valor $1.0E-6$. Este criterio aplica a cada tipo de componente.

Si el número de fallos, en un período de 36 meses, supera el límite de funcionamiento base establecido para un componente, el sistema se situará en la banda blanca independientemente del valor calculado del IFSM. Este límite base de funcionamiento se calcula en dos pasos:

2. Se determina el número de fallos esperado para cada tipo de componente, y
3. Se calcula el límite de funcionamiento para este valor.

El número de fallos esperados se calcula:

$$F_e = N_d * p + \lambda * T_r$$

Siendo,

N_d el número de demandas

p es la probabilidad de fallo en demanda, tomado de la Tabla 2

λ es la tasa de fallos en operación, calculado a partir de la Tabla 2.

T_r es el tiempo de operación acumulado del tipo de componente.

Para calcular el máximo número de fallos, se aplica:

$$F_m = 4,65 * F_e + 4,2$$

Si el número real de fallos (Fa) de un conjunto de componentes similares (componentes agrupados para tomar datos) pertenecientes a un mismo sistema, durante un período de 36 meses, supera el valor del máximo número de fallos (Fm), el sistema quedaría situado en la banda blanca, o en el nivel dictado por el cálculo del IFSM si $IFSM > 1,0E-5$.

El programa informático realizará estos cálculos, que no requieren una recopilación adicional de datos de planta.

5. PAUTAS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN

Las pautas adicionales siguientes describen, a nivel general, el alcance y los criterios para determinar los trenes de los sistemas de mitigación monitorizados.

Sistemas de Corriente Alterna de Emergencia

- Alcance

La función monitorizada del sistema de distribución de AC en condiciones de emergencia consiste en suministrar corriente alterna a las barras de clase 1E mediante los generadores de emergencia, en caso de pérdida de energía exterior. Normalmente, se compone de dos o más trenes independientes de generadores Diesel, no incluyéndose la división que aporta corriente AC al sistema de rociado del núcleo a alta presión en las plantas BWR.

Los límites del generador Diesel como componente incluyen el cuerpo del generador, el motor, el sistema local de lubricación, el sistema de gas-oil local o diario, las bombas y válvulas de transferencia de fuel-oil los componentes de refrigeración local, el sistema de aire de arranque, el sistema de aire de combustión y gases de escape, la batería para Diesel (no incluido en DC), el control individual del Diesel, y el interruptor de suministro a barras de salvaguardia y su circuito de control asociado. Los compresores de aire **no** se consideran dentro del alcance de los Diesel.

Las bombas de transferencia de gas-oil que se requieran para cumplir su tiempo de misión se consideran en los límites del componente y no un componente separado para en la monitorización de la infidelidad de los Diesel, y serán consideradas en la contribución a la indisponibilidad del tren si se requieren para cumplir el tiempo de misión de los generadores Diesel (según se especifica en la sección 2.2.2 y en la Definición de Términos del IFSM³⁶).

- Determinación del número de trenes

En cuanto al recuento de los números de trenes de este sistema, por cada unidad, éste es igual al número de generadores Diesel de clase 1E que están disponibles en modo a potencia en caso de pérdida de energía exterior para esa unidad. Existen tres configuraciones distintas de los generadores Diesel en centrales con más de una unidad:

- Generadores Diesel dedicados a una única unidad
- Uno o más Diesel que pueden alimentar a barras de otras unidades
- Todos los generadores Diesel pueden suministrar corriente a todas las unidades

³⁶ FAQ 484

En el primero de los casos, el número de trenes/ unidad es igual al número de generadores Diesel dedicados a la misma. En la configuración 2, el número de trenes/ unidad es igual al número de los Diesel dedicados a la unidad más el número de generadores que pueden ser transferidos desde otras unidades (los generadores Diesel compartidos cuentan para cada unidad). Por último, en la configuración 3, el número de trenes/ unidad es igual al número de generadores diesel.

- **Aclaraciones**

Se consideran indisponibles los generadores diesel mientras se realizan las siguientes pruebas periódicas, a menos que se demuestre que se puede restablecerse la disponibilidad con certeza virtual durante condiciones de accidente (como se describe en la sección “Crédito a las acciones de recuperación de los operadores durante pruebas” del apartado 1.2.1), o que las pruebas duren menos de 15 minutos por cada tren:

- Pruebas de carga/ operación
- Puesta en virador (sincronismo)

No se considera fallo si se producen:

- Operaciones espurias de un interruptor baipasado en caso de pérdida de energía exterior
- Mal funcionamiento de equipos que no actúan en caso de pérdida de energía exterior (por ejemplo, circuitos de sincronización con una fuente externa)
- Fallos post-mantenimiento antes de declarar definitivamente el equipo operable

Sistema de Inyección a Alta Presión (BWR)

(Inyección de Refrigerante a Alta Presión-HPCI (Garoña), y Rociado del Núcleo a Alta Presión-HPCS (Cofrentes))

- **Alcance**

La función de estos sistemas es mantener el inventario de refrigerante del reactor y eliminar el calor residual.

La función que se monitoriza para el indicador IFSM es la capacidad de extraer agua de la piscina de supresión (y del depósito de condensado si así se ha modelizado en el APS para cumplir el criterio de éxito) e inyectarla en la vasija. La mitigación de los ATWS mediante sistemas de inyección a alta presión no está monitorizada. (Sin embargo, los valores de FV incluyen los sucesos ATWS)

La turbina y el regulador, así como las tuberías asociadas y válvulas de las líneas de vapor principal y descarga, están dentro del alcance del HPCI. El camino de flujo del vapor principal a la turbobomba también está incluido desde las líneas de vapor principal hasta la turbina. El motor de la bomba del HPCS está dentro del alcance, así como cualquier válvula que tuviera que cambiar de estado (por ejemplo, las válvulas en el camino de flujo de refrigerante a la vasija se incluyen en el alcance si necesitan cambiar de estado, como por ejemplo la válvula de inyección del HPCI).

Aún estando el reactor crítico, no se contabiliza el tiempo de indisponibilidad cuando la presión es menor que la señalada en ETF para requerir la operabilidad del sistema.

El generador diesel de emergencia que suministra corriente alterna al sistema de rociado de alta presión está incluido dentro del alcance del mismo. Este sistema incluye normalmente una bomba de llenado que evita los golpes de ariete en las tuberías del HPCS, aunque ni la bomba ni las tuberías estarían en el alcance del sistema.

- Determinación del número de trenes

Los sistemas HPCI y HPCS suelen tener un solo tren. La bomba de refuerzo y otras de menor capacidad no son significativas para determinar el número de trenes. El efecto de estas bombas en el funcionamiento del sistema se incluye en el indicador en la medida que su fallo impide que el sistema realice su función significativa para el riesgo. Se aconseja que el generador diesel que suministra la corriente necesaria al sistema HPCS sea monitorizado como un tren independiente para la indisponibilidad.

Sistema de Refrigeración con el Núcleo aislado/ Condensador de Aislamiento

- Alcance

Este sistema actúa a alta presión eliminando el calor residual del núcleo, además de mantener el inventario de refrigerante. La función monitorizada para el indicador IFSM consiste en la capacidad del sistema en refrigerar el Reactor y aportar agua succionando de la piscina de supresión (y del depósito de condensado, si se requiere para cumplir el criterio de éxito del APS), para poder inyectar la suficiente cantidad dentro de la Vasija el reactor.

La turbina, el regulador, así como las tuberías asociadas y válvulas de las líneas de vapor principal y descarga, están dentro del alcance de este sistema. Las válvulas, normalmente abiertas, situadas en el circuito de agua de alimentación al reactor no entran en el alcance de estos sistemas ya que no modifican su estado para que éstos operen.

Por otro lado, la función del sistema del condensador de aislamiento monitorizada es la de refrigerar el reactor transfiriendo el calor extraído del reactor a un depósito del Condensador. Tanto el condensador como las válvulas de entrada están dentro del alcance del sistema. No se considera indisponibilidad aunque esté el reactor crítico si la presión de vapor está por debajo de los límites de las ETF.

- Determinación del número de trenes

El sistema de refrigeración del núcleo aislado suele disponer de un solo tren. El condensador y las bombas de vacío son componentes adicionales, que no cuentan para determinar el número de trenes. El efecto de estas bombas sobre el funcionamiento del sistema se incluye en el valor del indicador, en tanto que el fallo de uno de estos componentes resulte de la incapacidad de un sistema para realizar su función significativa para el riesgo.

Para el condensador de aislamiento, el tren coincide con el número de caminos de flujo desde el reactor hasta el condensador de aislamiento, y viceversa. La válvula activa de conexión del aporte del condensador de aislamiento está incluida en el alcance de cada tren.

Sistemas de Extracción del Calor Residual (BWR)

- Alcance

La función monitorizada se basa en la capacidad del sistema en refrigerar la piscina de supresión, aportar refrigerante a los sistemas que actúan a baja presión, y eliminar el calor

residual (refrigeración en parada). Las bombas, cambiadores de calor y tuberías y válvulas asociadas a las funciones anteriores estarían incluidas en el alcance de este sistema para la monitorización.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes queda determinado por el número de cambiadores de calor paralelos de los que dispone el sistema.

Sistema de inyección de seguridad a alta presión (PWR)

- Alcance

Este sistema realiza la función de mantener el inventario de refrigerante en el reactor a alta presión tras la pérdida de refrigerante del reactor. El sistema HPSI suministra agua borada desde el tanque de almacenamiento de agua de recarga (RWST) a las ramas frías del circuito primario. Antes de agotarse la capacidad de este tanque y si se sigue precisando el funcionamiento del sistema, se pasa al modo de recirculación a ramas frías. En este modo la aspiración del agua que se inyecta en las ramas frías se realiza desde los sumideros de la contención a través de las líneas del sistema de evacuación del calor residual. La función monitorizada es la de aspirar agua desde la fuente primaria o de los sumideros de la contención e inyectar en el sistema de refrigerante del reactor.

El alcance incluye las bombas y las válvulas y tuberías asociadas desde el tanque de almacenamiento, y desde los sumideros de la contención a las bombas, y de las bombas a las tuberías del sistema de refrigeración del reactor. Para aquellas plantas que aspiren mediante las bombas del sistema de extracción de calor, la válvula de aislamiento del intercambiador estaría incluida dentro del alcance del sistema HPSI. Algunos componentes podrían estar incluidos dentro del alcance de más de un tren. Por ejemplo, las líneas que inyectan agua en las ramas frías se alimentan de un mismo colector, que es común a los dos trenes del HPSI. En estos casos, los efectos de las pruebas y los fallos de los componentes en una línea de inyección deben considerarse en ambos trenes del sistema.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes del sistema queda definido por el número de ramas que inyectan a alta presión a ramas frías o ramas calientes, según el tipo de planta.

Para plantas Westinghouse de tres lazos, se incluyen tres bombas centrífugas que operan a alta presión (1,723 E+7 Pa), una inyección a ramas frías mediante el sistema de inyección de boro (con dos trenes redundantes de válvulas) además de un camino alternativo, y dos inyecciones a ramas calientes. Una de las bombas es de reserva, y se considera un repuesto instalado. El modo de recirculación se realiza aspirando de los sumideros mediante las bombas del RHR. Por tanto, un tren consistiría en una bomba, las válvulas de succión de la bomba y las correspondientes a las líneas de inyección de agua borada eléctricamente asociadas a la bomba, y la inyección a rama caliente. Suele requerirse la inyección alternativa a esta rama en modo de recirculación, incluyéndose en el tren donde se hubiera incluido la válvula de aislamiento eléctricamente asociada. En este caso resultan dos trenes del sistema HPSI.

Sistemas de Agua de Alimentación Auxiliar (PWR)

- Alcance

Su función consiste en eliminar el calor residual mediante los generadores de vapor para enfriar y despresurizar el reactor tras haber sufrido un disparo. La función de este sistema en caso de ATWS no estaría monitorizada para el cálculo del IFSM (Sin embargo, en los valores de FV se incluye el suceso asociado a este iniciador).

La función monitorizada está enfocada a la capacidad del sistema para inyectar agua, al menos, a un generador de vapor, aspirando de una fuente (normalmente el tanque de almacenamiento de condensado), y la inyección a, al menos, un generador de vapor.

El alcance del sistema de agua de alimentación auxiliar (AFW) o de emergencia (EFW) incluye las bombas y los componentes que forman parte del circuito de agua desde el tanque de condensado, y si se requiere, la válvula que conecta con el sistema alternativo de suministro. El camino de flujo desde el suministro de vapor a la turbina para alimentación de la turbobomba se incluye desde la fuente de vapor (líneas de vapor principal) hasta la turbina. Las bombas incluidas en el alcance de las ETF (sujetas a las condiciones de límite de operación) estarían incluidas en la monitorización, mientras que las bombas de arranque del agua de alimentación no se consideran. Por otro lado, algunos sucesos iniciadores como la rotura de una tubería de agua de alimentación, requiere el aislamiento del tramo del sistema AFW hasta el generador de vapor afectado. Esta función también debería ser considerada en la monitorización del sistema.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes coincide con el número de bombas en paralelo de las que disponga el sistema. Por ejemplo, un sistema con tres bombas dispone de tres trenes, independientemente de si tiene dos, tres o cuatro líneas de inyección, sin reparar en la capacidad de bombeo. Algunos componentes estarán incluidos en varios trenes, tal y como ocurre en el conjunto de válvulas reguladoras y de aislamiento en un sistema con tres bombas y dos generadores de vapor, estando incluidas en el tren de la motobomba por estar asociadas eléctricamente con ella, además de considerarse en el tren de la turbobomba (junto con el conjunto de válvulas redundantes). En estos casos, los efectos de las pruebas o fallos de las válvulas afectarían a ambos trenes. Del mismo modo, cuando dos trenes suministran agua a un mismo colector, el efecto del aislamiento o fallo de la válvula reguladora correspondiente a las líneas conectadas al conector también deberían considerarse en ambos trenes.

Sistema de evacuación del calor residual (PWR)

- Alcance

La función monitorizada consiste en la capacidad del sistema de evacuar el calor residual a un largo plazo, en caso de producirse transitorios que no puedan ser mitigados solamente con los generadores de vapor. Se incluye la función de inyección a baja presión y la función de recirculación de agua del sumidero de la contención, en modo de recirculación, para enfriar el reactor tras haberse agotado el inventario procedente del depósito de almacenamiento del agua para recarga. Las bombas, cambiadores de calor, y aquellas válvulas y tuberías asociadas a las funciones anteriores, estarán incluidos en el alcance del sistema RHR. Se incluirá la función de aspersion de la contención sólo si realiza también alguna función significativa para la evacuación del calor residual, mientras que no se monitoriza si sólo tiene la misión de controlar la presión de la contención.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes en el sistema RHR se determina considerando el número de cambiadores de calor en paralelo que participen en la evacuación del calor. Algunos componentes podrán formar parte de varios trenes. En caso de indisponibilidad del componente, no pudiendo realizar ninguna de las funciones significativas asociadas, se considera fallado el tren y se reportarán las horas de indisponibilidad asociadas al tren que incluya dicho componente.

Sistemas soportes de refrigeración

- Alcance

La función soporte de refrigeración consiste en refrigerar directamente los componentes asociados a las anteriores funciones monitorizadas. No incluye la refrigeración indirecta de enfriadores de salas y HVAC.

Los sistemas que realizan esta función suelen ser el de agua de servicio y la refrigeración de componentes, así como cualquier otro sistema que sea equivalente a los anteriores. Los sistemas de agua de servicios suelen ser sistemas abiertos de agua bruta que usan fuentes naturales de agua como ríos, lagos o mares. Los sistemas de agua de componentes suelen ser sistemas cerrados de agua limpia. (FAQ 482)

Las bombas, válvulas, ventiladores, cambiadores de calor y los segmentos de tuberías necesarias para realizar esta función están incluidos en el alcance de la función monitorizada para el cálculo del UAI. No se incluyen las últimas válvulas que conectan el sistema soporte de refrigeración con los componentes del sistema frontal monitorizado. Esta última válvula estaría incluida en el sistema frontal monitorizado. La(s) última(s) válvula(s) que proporcionan refrigeración a ESC en más de un sistema, tren o segmento monitorizado se incluye en la función monitorizada de refrigeración soporte. Todas las válvulas (por ejemplo, válvulas de aislamiento manuales o válvulas motorizadas) en una línea de refrigeración a un único tren o segmento de un sistema soportado se incluyen en los límites del tren o segmento monitorizado del sistema soportado. La figura siguiente muestra este concepto y el tratamiento de varias válvulas de aislamiento. Las ESC que están fuera de las cajas a trazo discontinuo se incluyen en los límites del sistema de refrigeración. Las ES dentro de las cajas de trazo discontinuo se incluyen en los límites de los sistemas soportados³⁷.

³⁷FAQ 482

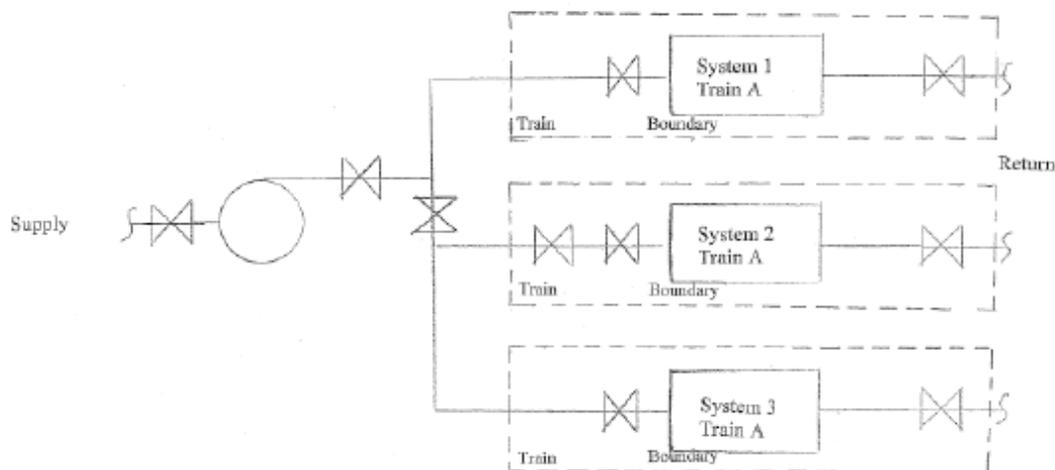


Figure F-6

- Determinación del número de trenes

El número de trenes de este sistema dependerá de la planta. La forma en que estas funciones hayan sido modeladas en el APS determinará el número de trenes.

- Aclaraciones

Los filtros, los separadores ciclónicos y las ataguías de las bombas del sistema de agua de servicios esenciales no se monitorizan, y por tanto, no forman parte del cálculo del URI. Sin embargo, si el sistema falla a consecuencia de los fallos de estos componentes, este fallo estaría incluido en el alcance del URI. La obstrucción de los filtros que conducen a una indisponibilidad para realizar la función significativa del tren correspondiente, sería considerada en el cálculo del UAI como indisponibilidad del tren.

6. REFERENCIAS

- [1] NEI 99-02, Rev. 6 "Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline". October 2009.
- [2] NUREG 1816, "Independent Verification of the Mitigating Systems Performance Index (IFSM) Results for the Pilot Plant", Octubre 2004.
- [3] NUMARC 93-01, Rev. 2 "Industry Guideline for monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants", Abril 1996.
- [4] Manual del Banco de Datos de Componentes (BDC) del Proyecto DACNE.
- [5] FAQs by PI, obtenidas el 13/12/2011 de http://www.nrc.gov/NRR/OVERSIGHT/ASSESS/faqs_by_pi.pdf

ANEXO 1

APÉNDICE 3

DESARROLLO DE LA DOCUMENTACIÓN BASE PARA

EL CÁLCULO DEL IFSM

Para implantar el índice de funcionamiento de los sistemas de mitigación (IFSM) es preciso recopilar la documentación necesaria de la planta para su cálculo. Este documento de bases orienta en la recopilación de datos y supuestos considerados en el cálculo del IFSM por cada sistema mitigador de la central, facilitando el proceso de inspección del CSN. Los cambios en el documento de bases se comunicarán en el campo de comentarios en la remisión de datos trimestral.

Las bases del documento tienen dos secciones. En la primera de ellas se recopila la información necesaria para el desarrollo del IFSM. En la segunda sección se documenta la adecuación del APS de la planta a los criterios establecidos en este manual.

INDICE DEL APÉNDICE 3

<u>SECCIÓN I DATOS DEL IFSM</u>	141
A. Límites del sistema.....	141
B. Funciones significativas para el riesgo	141
C. Criterios de éxito	141
D. Tiempo de Misión	141
E. Componentes monitorizados.....	141
F. Bases para el recuento de las demandas / horas de operación (estimadas o reales).....	142
G. Indisponibilidad de corta duración	142
H. Datos de indisponibilidad.....	142
I. Datos para el cálculo de la infiabilidad.....	143
J. Supuestos	144
<u>REFERENCIAS</u>	144

SECCIÓN I DATOS DEL IFSM

El documento de bases reúne una sección por cada sistema monitorizado, según las indicaciones de la sección 2.2 del NEI 99-02 (Ref. 1). Se siguen las siguientes pautas:

A. Límites del sistema

Este apartado deberá contener la descripción de los límites de cada tren del sistema monitorizado. Para esta delimitación, se incluye el P&ID correspondiente con los límites del sistema marcados, según las pautas indicadas en sección 1.1, Apéndice 2. **NOTA:** Puede ser necesario comparar los límites con los del BDC de DACNE y los del APS para asegurar la consistencia de los datos usados para URI.

B. Funciones significativas para el riesgo

En este apartado se incluyen las funciones significativas para el riesgo de cada tren del sistema monitorizado, tal y como se han definido en el manual del IFSM, agrupando dichas funciones si coinciden para todos los trenes del mismo sistema. Los detalles adicionales se muestran en el Apéndice 2, sección 2.1.1 y sección 5 “Pautas adicionales para sistemas específicos”.

C. Criterios de éxito

Para cada función monitorizada identificada en el anterior apartado, se identifican los criterios de éxito correspondientes al sistema que sean más restrictivos. Se documentan según las indicaciones del manual del IFSM y las aclaraciones adicionales del Apéndice 2, sección 2.1.1. Los criterios de éxito son los documentados en el APS de la central.

Si los criterios de éxito del APS son distintos que las bases de diseño, se documentarán las diferencias en este apartado.

Cuando existan diferencias para los sucesos iniciadores o funciones del mismo sistema, se documenta y se escoge el criterio más restrictivo.

D. Tiempo de Misión

Se documentan los tiempos de misión significativos para el riesgo, como se define en el Apéndice 2, sección 2.3.4 del manual del IFSM para cada función del sistema de mitigación identificada como significativa para el riesgo.

E. Componentes monitorizados

Este apartado documenta la selección de componentes monitorizados, tal y como se define en el Apéndice 2 sección 2.1.2 del Manual del IFSM, de cada tren del sistema monitorizado. Se incluye el listado de todas las bombas monitorizadas, interruptores y generadores diesel del sistema mitigador que estuvieran dentro del alcance del cálculo. El conjunto de válvulas neumáticas y monitorizadas, que cambien de estado para permitir la realización de la función significativa, deben ser consideradas como componentes monitorizados potenciales. Se deben aportar las bases para excluir las válvulas de este listado. Los límites de los componentes son incluidos tal y como se indica en la sección 2.1.3 del Apéndice 2.

F. Bases para el recuento de las demandas / horas de operación (estimadas o reales)

La determinación de la infiabilidad depende de los valores de la demanda, las horas de operación y los fallos de los componentes monitorizados para calcular la tasa de fallo. Este apartado documenta la forma en que el Titular determinará la demanda y las horas de operación de un componente. Se pueden emplear varios métodos:

- a. Recuento real de las demandas/horas de operación durante el período establecido
- b. Estimación de las demandas/horas de operación basado en el número de veces que un procedimiento u otras actividades son realizadas más las horas reales de demanda / operación de la función de seguridad de emergencia
- c. Estimación basada en datos históricos recogidos en el período de un año o más, promediado para un porcentaje trimestral más las demandas/horas reales de operación de la función de seguridad de emergencia.

En este apartado se indica el método empleado, ya sean valores estimados o reales. En el caso de ser estimados, se documenta además el proceso de estimación o el conjunto de procedimientos que permiten la estimación de estos valores, y la frecuencia con que se realizan.

G. Indisponibilidad de corta duración

En este apartado se identifican las indisponibilidades periódicas o trabajos con una duración de menos de 15 minutos de indisponibilidad que el Titular no debe incluir como indisponibilidad del tren. La intención es minimizar la recopilación de datos, documentación y verificaciones innecesarias, al tratarse de períodos de tiempo muy cortos, y por lo tanto, con un impacto en el riesgo insignificante.

H. Datos de indisponibilidad

- Indisponibilidad FV y probabilidad del suceso básico

Este apartado incluye hojas de cálculo que recojan los sucesos básicos para cada tren de un sistema monitorizado. Se incluye indisponibilidad (UA), la medida de importancia de Fussell-Vesely (FV), el cociente FV/UA y la descripción del suceso básico y su correspondencia con el componente asociado. Si el suceso escogido para representar el tren al que pertenece no es de mayor valor del cociente (FV/UA), se documenta en este apartado las razones por las cuales se ha escogido dicho suceso.

Ejemplo: Datos de la indisponibilidad del sistema HPSI (una tabla por sistema)

Tren	Suceso básico	Descripción del suceso básico	Probabilidad del suceso básico (UA)	FV del suceso básico	FV / UA
A	ISIAP02--- MP6CM	Bomba A del HPSI indisponible por mantenimiento	3,2E-3	3,19E-03	9,97E-1
B	ISIBP02---- MP6CM	Bomba B del HPSI indisponible por mantenimiento	3,2E-3	3,80E-3	1,20E+0

- Datos de referencia de indisponibilidad

Se incluyen los datos de indisponibilidad de referencia por cada tren del sistema monitorizado, tanto las indisponibilidades planificadas específicas de la planta como las genéricas no planificadas contempladas por la industria.

- Tratamiento de los sistemas soporte como iniciadores

En este apartado se indican los sistemas de refrigeración que se consideran iniciadores. Se explica la forma de considerar estos sistemas en la monitorización, tal y como se describe en la sección 1.3.2 del Apéndice 2. Si este análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se realiza según los procesos de planta, y referenciado en este apartado. La tabla siguiente muestra el formato requerido para presentar los resultados del cálculo específico para aquellas plantas que no han modelado explícitamente la contribución al riesgo de estos sistemas.

FVa	FVie	FVsa	UA	FV calculado (según Apéndice 2) <i>(Resultados de la columna 5 de la tabla anterior)</i>

I. Datos para el cálculo de la infiabilidad

Se indica en esta sección la opción seguida para seleccionar los valores de FV y UR de los componentes monitorizados, de las dos opciones que plantea el Apéndice 2. En esta sección también se incluye una tabla donde se recoja la información de cada componente monitorizado, incluyendo el nombre del componente, probabilidad de ocurrencia del suceso y su descripción, FV, y el factor de ajuste de fallo de causa común (A) y el cociente (FV/probabilidad de ocurrencia del suceso). Si la opción elegida para calcular el valor del cociente FV/UR es la segunda (un valor por cada modo de fallo), se documenta en la tabla los diversos modos de fallo del componente.

Se aconseja incluir en un anexo el listado de todos los sucesos básicos correspondientes a cada componente que es candidato a ser monitorizado para el cálculo del IFSM. Sólo el suceso básico escogido para calcular el indicador es un dato de entrada en todas las tablas de este apartado.

La tabla siguiente muestra un ejemplo del formato adecuado para la recopilación de datos de infiabilidad.

Nombre Suceso Básico	Descripción	Probabilidad (UR)	FV	[FV/UR]	Factor de ajuste de causa común (A)	Ajuste de causa común genérico o específico	(FV/UR)*A
ISIBP02 – XCYXOR	Bomba B del HPSI falla en el arranque por fallo del contacto	6,81E-4	7,71E-4	1,13E+0	3,0	Genérico	3.39

- Tratamiento de los sistemas soporte iniciadores

En este apartado se indican los sistemas de refrigeración que se consideran iniciadores. Se explica la forma de considerar estos sistemas en la monitorización, tal y como se describe en la sección 2.3.2 del Apéndice 2. Si este análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se realiza según los procesos de planta y referenciado en este apartado. La tabla siguiente muestra un ejemplo de formato para este cálculo de estos sistemas.

FVc	FVie	FVsc	UR	FV calculado (según Apéndice 2)

- Cálculo del factor de causa común

Se indica el cálculo del factor de causa común, según se ha descrito en la sección 2.3.2 del Apéndice 2. Si el análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se documenta de acuerdo con los procesos de la planta y referenciados aquí. Los resultados también se incluyen en esta sección.

J. Supuestos

Se indica cualquier hipótesis realizada en el proceso de determinación del IFSM, tales como métodos especiales de recuento de horas basados en el diseño de la planta o procesos, o bien en casos no contemplados en la sección 2.2 de la guía NEI 99-02 (Ref. 1).

REFERENCIAS

- [1] NEI 99-02, Rev. 6 “Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline”. 2009.

ANEXO 1

APÉNDICE 4

BASES PR OCUPACIONAL

CASO AMERICANO

En el ROP (Reactor Oversight Process), la NRC define el indicador de protección radiológica ocupacional como la suma de lo siguiente:

Ocurrencias contra Especificaciones de Funcionamiento de zonas de **ALTA RADIACIÓN** (High Radiation Areas HRA >10mSv/h).

Se define como una no conformidad con las Especificaciones de Funcionamiento de las zonas de alta radiación o con requisitos comparables de la 10 CFR 20 (1) que impliquen la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

- (1) 10 CFR 20.1601 Control de acceso a zonas de alta radiación.
- (a) El Titular se asegurará de que en cada entrada o punto de acceso a una zona de alta radiación existe uno o más de los siguientes medios:
 - (1) Un equipo de control que, ante una entrada en el área, produzca que el nivel de radiación se reduzca por debajo de un nivel tal que un individuo que estuviera 1 hora a 30 cm de la fuente de radiación no reciba una dosis profunda equivalente de 1 mSv
 - (2) Un equipo de control que active una señal de alarma visible o audible, de manera que tanto el individuo que accede al área como el supervisor de la actividad sean conscientes de que están entrando en una zona de alta radiación.
 - (3) Entradas cerradas excepto durante periodos en los que el acceso a este área es requerido, con un control sobre cada entrada individual.
- (b) En lugar de los controles requeridos en el párrafo (a) para zonas de alta radiación, el Titular puede sustituirlos por métodos de vigilancia continua capaces de prevenir entradas no autorizadas.
- (c) El Titular puede pedir a la Comisión que apruebe métodos alternativos para controlar el acceso a zonas de alta radiación.

- (d) El Titular establecerá los controles requeridos en los párrafos (a) y (c) de esta sección de modo que estos no impidan la salida de individuos de las zonas de alta radiación.
- § 20.1902 Requisitos de señalización.
- (b) *Señalización de áreas de alta radiación.* El Titular deberá señalar las áreas de muy alta radiación con una señal que lleve el símbolo radiactivo y la leyenda: "CAUTION, HIGH RADIATION AREA" o "DANGER, HIGH RADIATION AREA."

Aparte de estos requisitos para las HRA incluidos en la 10 CFR 20, las Especificaciones de Funcionamiento determinan que dentro de estas zonas han de estar cerrados los cubículos con tasas de dosis mayores a 10 mSv/h, que es el valor que se ha adoptado para definir este indicador, las HRA con tasas de dosis superiores a 10 mSv/h.

Control radiológico sobre el acceso a las HRA se refiere a las medidas que aseguran que se evitan entradas inadvertidas por personal no autorizado.

Entrada inadvertida se refiere a que la barrera no puede ser fácilmente rodeada. Las barreras utilizadas en estas zonas deberían proporcionar la razonable seguridad de que son zonas seguras contra accesos no autorizados.

Control radiológico sobre un trabajo se refiere a los medios que proporcionan la seguridad de que la dosis recibidas por los trabajadores que están desarrollando una tarea en esas zonas están siendo medidas y controladas.

Ocurrencias en zonas de MUY ALTA RADIACIÓN (Very High Radiation Areas VHRA >5Sv/h)

Se define como una no conformidad con la 10 CFR 20 (2) y con los requisitos de los procedimientos de licencia que resulten en una pérdida del control sobre el acceso o sobre las actividades en una zona de muy alta radiación.

Zona de muy alta radiación es aquella en la que un individuo puede recibir una dosis absorbida superior a 5 Sv en una hora a 1 metro de la fuente de radiación.

- (2) 10 CFR 20
- § 20.1602 Control de acceso a zonas de muy alta radiación.

- Además de los requisitos mencionados en el apartado § 20.1601, el Titular deberá tomar medidas adicionales para asegurar que ningún individuo es capaz de acceder de manera no autorizada o inadvertida a zonas cuyos niveles de radiación sean de 500 rads (5 grays) o más en 1 hora a 1 metro de la fuente de radiación.
- § 20.1902 Requisitos de señalización.
- (c) *Señalización de áreas de muy alta radiación.* El Titular deberá señalar las áreas de muy alta radiación con una señal que lleve el símbolo radiactivo y la leyenda: "GRAVE DANGER, VERY HIGH RADIATION AREA."

Exposiciones No Planificadas.

Se define como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad que produzca una exposición personal no prevista, siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la siguiente tabla:

El 2% del TEDE recogido en la 10 CFR 20.1201. El 2% de este valor es 1 mSv
50 mSv de dosis efectiva a cualquier órgano o tejido (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)
15 mSv de dosis equivalente al cristalino
50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes)
El 20% de los límites de menores de 18 años y mujeres embarazadas: 1mSv

Tabla 2: Valores de dosis utilizados por la NRC para identificar una exposición no planificada para el indicador de PR Ocupacional

La **degradación o fallo** de una o más barreras de seguridad se refiere a lo siguiente:

- Fallo al identificar y señalar una zona radiológica.
- Fallo al implementar los controles físicos requeridos para el acceso a un área radiológica (puerta cerrada, llave).
- Fallo en la vigilancia e identificación de condiciones radiológicas
- Fallo en el entrenamiento o información a los trabajadores sobre las condiciones radiológicas y los controles radiológicos del trabajo.
- Fallo al implementar controles radiológicos sobre el trabajo (Ej.: no se reflejan los controles radiológicos en el PTR).

Se define **dosis no planificada** como aquella exposición que tiene como resultado una dosis que excede las “guías” de dosis administrativas establecidas por el Titular como parte de sus controles radiológicos. Estas pueden establecerse mediante: PTR, procedimientos u otros documentos, a través de tarados de alarmas en dosímetros personales o por otros medios especificados por el Titular.

Ejemplos de ocurrencias para el Indicador de PR Ocupacional son:

- Fallo en la señalización de estas zonas, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Fallo en la seguridad de un área contra las entradas no autorizadas.
- Fallo en proporcionar medios para monitorizar y controlar las dosis personales, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Fallo en el mantenimiento del control administrativo de una llave de una puerta cerrada, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Suceso que implique una entrada no autorizada o una entrada no monitorizada.
- No conformidad con los requisitos del PTR, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento, que resulte en la pérdida del control sobre el acceso o sobre los trabajos en una HRA.

No se incluyen en este apartado las siguientes ocurrencias:

- Situaciones equivalentes en áreas con tasa de dosis igual o menor a 10mSv/h.
- Casos de incumplimiento asociados con fallos en equipos aislados (fallo en el cierre de una puerta, fallo en una luz de las utilizadas para control de accesos, detectados en una inspección de rutina).
- No conformidad con los requisitos del PTR que no resulte en la pérdida del control sobre el acceso o sobre los trabajos en una HRA (Ej.: la firma de un PTR equivocado pero habiendo recibido instrucciones sobre el trabajo e implementando todos los requisitos de control establecidos en el PTR correcto).

ADAPTACION AL CASO ESPAÑOL

Existen grandes diferencias en cuanto a la normativa americana y la española que hacen que no se pueda utilizar este indicador según está definido por la NRC.

Las Especificaciones de Funcionamiento y los procedimientos de licencia para zonas radiológicas de las centrales americanas tienen su equivalencia en el Manual de Protección Radiológica (MPR) de las CCNN españolas.

Tampoco la clasificación de zonas es la misma. Ni siquiera existe una equivalencia directa entre zonas de alta radiación consideradas para este indicador (> 10 mSv/h) y muy alta radiación (> 5 Sv/h) y la clasificación de zonas en el caso español. La equivalencia propuesta es equiparar las dos zonas de mayor tasa de dosis de la clasificación americana (zona de alta radiación y zona de muy alta radiación) con las zonas de mayor tasa de dosis

de la clasificación española (zona de permanencia reglamentada, con tasas de dosis entre 1 y 100 mSv/h, y zona de acceso prohibido con tasas de dosis superiores a 100 mSv/h).

En el MPR se establecen los siguientes requisitos aplicables a las zonas Naranja y Roja:

Zona de permanencia reglamentada (Naranja):

- El acceso a esta zona está restringido únicamente a TE de categoría A.
- La permanencia en esta zona vendrá condicionada de una limitación del tiempo de permanencia y de un Permiso de Trabajo con Radiaciones que recogerá la evaluación de los riesgos y las protecciones requeridas.
- Se requiere dosímetro personal TLD y Dosímetro DLD.
- Se requiere el vestuario de protección adecuado.
- Las zonas han de estar claramente delimitadas y señalizadas.

Zona de acceso prohibido (Roja):

- El acceso a esta zona está restringido únicamente a TE de categoría A.
- La entrada a esta zona requiere de un Permiso de Trabajo con Radiaciones con autorización del Jefe del SPR y del Jefe de Central.
- Estas áreas se mantendrán cerradas, dispondrán de barreras físicas que impidan el acceso, siempre que sea posible mediante cerraduras cuyas llaves estarán bajo control administrativo.
- Se requiere dosímetro personal TLD y Dosímetro DLD.
- Se requiere el vestuario de protección adecuado.
- Las zonas han de estar claramente delimitadas y señalizadas.

En cuanto a las ocurrencias por exposiciones no planificadas, los límites utilizados en la normativa americana (10CFR20, basada en la ICRP-26) no son los mismos que los que definidos por la legislación española (Real Decreto 783/2001 basado en la ICRP-60). Por ello, se proponen los valores que se muestran en la tabla 1:

1 mSv de dosis efectiva (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)
15 mSv de dosis equivalente al cristalino
50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes)
20% de los límites de menores de 18 años y mujeres embarazadas: 0,2 mSv

Estos valores son los mismos que los que se proponen en el indicador del ROP con la excepción del límite para el caso de menores de 18 años y trabajadoras expuestas embarazadas, ya que el 20% de este límite en la reglamentación española es 0,2 mSv en lugar de 1 mSv. Aunque en el caso práctico, las mujeres embarazadas no suelen entrar en zona controlada en las CCNN españolas, no existe esta prohibición explícita en la legislación vigente, por lo que podría producirse esta situación y por ello ha de formar parte del indicador.

ANEXO 1

APÉNDICE 5

EJEMPLO PR OCUPACIONAL

Para una central nuclear cualquiera, se quiere evaluar el indicador a partir del primer trimestre del 2006. Para ello, habrá que tener en cuenta si en ese trimestre se ha producido alguna ocurrencia y las ocurrencias producidas durante los tres últimos trimestres del 2005. En este caso, ha habido 2 ocurrencias en total, por lo que se el indicador se encuentra en la zona verde.

En el segundo trimestre del 2006, en cambio, no ha habido ninguna ocurrencia, pero el valor del indicador es 2, al tener que considerar las ocurrencias de los últimos 4 trimestres. El indicador se mantiene en la zona verde. Y así sucesivamente.

TRIMESTRE	Nº OCURRENCIAS/ TRIMESTRE	VALOR DEL INDICADOR	ZONA
2º/ 05	1	-	-
3 ^{er} / 05	1	-	-
4º/ 05	0	-	-
1 ^{er} / 06	0	2	VERDE
2º/ 06	1	2	VERDE
3 ^{er} / 06	0	1	VERDE
4ºT/ 06	3	4	BLANCO

Tabla 3. Ejemplo

Si representamos estos datos en una gráfica se obtiene:

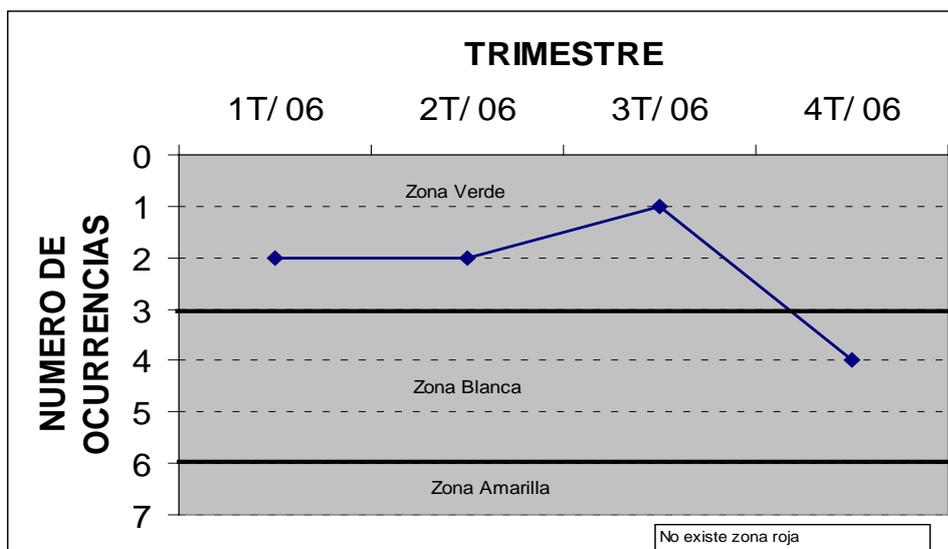


Figura 1. Ejemplo

ANEXO 1

APÉNDICE 6

EJEMPLO PR AL PÚBLICO

Para una central nuclear cualquiera, se quiere evaluar el indicador a partir del primer trimestre del 2006. Para ello, habrá que tener en cuenta si en este trimestre se ha producido alguna ocurrencia (tanto debidas a superaciones de dosis como a liberaciones incontroladas) y las ocurrencias acaecidos en los últimos tres trimestres del 2005.

En este caso, ha habido 6 ocurrencias (3 en el trimestre actual y otras 3 acaecidas en trimestres anteriores, todas ellas por superación de dosis), por lo que se ha alcanzado el primer umbral del indicador y éste entra en la zona blanca.

En el segundo trimestre del 2006, en cambio, solo habría 4 ocurrencias, puesto que ya no se considera el segundo trimestre del 2005. El indicador se mantendrá en la zona verde. Y así sucesivamente:

TRIMESTRE	Nº OCURRENCIAS POR DOSIS/ TRIMESTRE	Nº OCURRENCIAS LIBERACIONES INCONTROLADAS/ TRIMESTRE	VALOR DEL INDICADOR	ZONA
2º/ 05	2	0	-	-
3º/ 05	0	0	-	-
4º/ 05	1	0	-	-
1º/ 06	3	0	6	BLANCA
2º/ 06	0	0	4	VERDE
3º/ 06	0	0	4	VERDE
4º/ 06	0	2	5	BLANCA

Tabla 1. Ejemplo

Si representamos estos datos en una gráfica se obtiene:

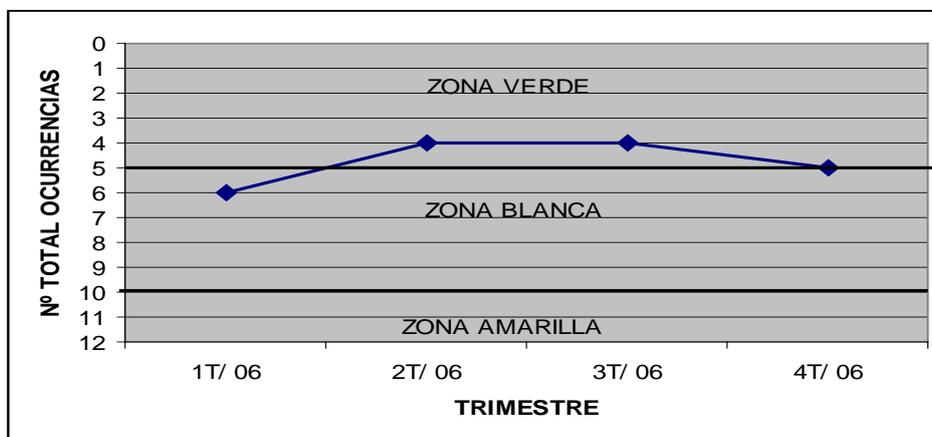


Figura 1. Ejemplo

ANEXO 1

APÉNDICE 7

Traducción adaptada de la sección 3.2.7 del NUREG-1022

Cualquier suceso o condición, incluyendo el descubrimiento de deficiencias de diseño, construcción, montaje, operación, mantenimiento, análisis de seguridad, métodos analíticos, actuación del personal de la planta, o en los procedimientos de operación, que pudiera haber impedido, con una expectativa razonable en el momento de la notificación el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas necesarios para:

- **Parar el reactor y mantenerlo en una condición de parada segura.**
- **Extraer el calor residual.**
- **Controlar la emisión de material radiactivo.**
- **Mitigar las consecuencias de un accidente base de diseño (24h).**

Bases

La decisión de notificar un suceso o condición bajo este criterio debe basarse en una expectativa razonable de que una función de seguridad pudiera no ser cumplida. En la explicación que sigue se usan varias expresiones diferentes tales como “*habría*”, “*podría*”, “*por si solo podría*” y “*duda razonable*” para describir la aplicación del criterio. Bajo la perspectiva del CSN, todo ello debe ser interpretado sobre la base de una expectativa razonable de que se impida el cumplimiento de la función de seguridad.

El objetivo de este criterio es capturar aquellos sucesos en los que pudiera haber habido un fallo de un sistema de seguridad que impidiera satisfacer adecuadamente su función de seguridad, independientemente de que exista una demanda real sobre él. Por ejemplo, si la inyección de seguridad de alta presión (ambos trenes) estuviera fallada, el suceso sería notificable incluso si no hubiera demanda de la función de seguridad del sistema.

Si un suceso o condición pudiera haber impedido el cumplimiento de una función de seguridad, tanto en el momento de ser descubierto como dentro de los 3 últimos años, se deberá emitir un ISN.

Este criterio cubre sucesos o condiciones en los que las estructuras, componentes o trenes de un sistema de seguridad podrían haber fallado al intentar cumplir su función debido a: uno más errores humanos (incluyendo el incumplimiento de procedimientos); fallos de equipos; mantenimiento inadecuado; o deficiencias de diseño, análisis, fabricación, cualificación de equipos, construcción o de procedimientos.

El suceso debe ser notificado independientemente de que se hubiera podido utilizar un sistema de seguridad alternativo para cumplir la función de seguridad en cuestión. Por ejemplo, un fallo del sistema de suministro eléctrico interior sería notificable incluso si el suministro eléctrico exterior estuviera disponible y fuera capaz de desarrollar la función de seguridad requerida.

Para determinar si un suceso o condición que afecta a un sistema es notificable, no es necesario suponer un fallo adicional único aleatorio en ese sistema: sin embargo, es necesario considerar otras condiciones presentes en la planta (ver ejemplo 4, más abajo).

El término “*función de seguridad*” se refiere a cualquiera de las funciones listadas en la definición de estructuras, sistemas y componentes de seguridad que son requeridas durante cualquier modo de operación de la planta o situación de accidente, de acuerdo a lo establecido en los ES (Estudios de Seguridad) o en la regulación

Un sistema debe operar el tiempo suficiente para desarrollar completamente la función para la que está diseñado, tal y como se describe en el ES. El RIS 2005-20 rev. 1 “Operability determinations & functionality assessments for resolution of degraded or nonconforming conditions adverse to quality or safety” proporciona una guía sobre cómo determinar la operabilidad de un sistema.

Tanto el suministro eléctrico exterior (líneas de transporte) como el interior (normalmente los diesel) son consideradas funciones separadas por el criterio general de diseño (GDC) 17. Si cualquiera de los dos está indisponible, este suceso es notificable, independientemente de que el otro sí esté disponible. El GDC 17 establece que cada sistema de forma individual debe ser capaz de desarrollar la función de seguridad independientemente de que el otro sistema esté disponible o no. La pérdida de alimentación exterior debería determinarse en las barras de seguridad.

La aplicación de éstos u otros criterios de notificación supone la aplicación del juicio de expertos. Así en base a este juicio se evaluará, por ejemplo, si un fallo o acción del operador que realmente inhabilitó un tren de un sistema de seguridad podría haber afectado, pero no lo hizo, a un tren redundante dentro del sistema. Si así fuera, esto constituiría un suceso que “*podría haber impedido*” el cumplimiento de una función de seguridad y, por lo tanto, debería ser notificado.

Si un componente falla debido a un mecanismo aparentemente aleatorio, podría o no ser notificable en función de si el componente funcionalmente redundante pudiera fallar o no por el mismo mecanismo.

El suceso se debe notificar si el fallo supone una condición en la que hay una duda razonable de si el tren o canal redundante continuaría operativo hasta cumplir su función de seguridad o ser reparado. Por ejemplo, si una bomba de un tren de un sistema de seguridad fallara por una lubricación inadecuada y el juicio de expertos llegara a la conclusión de que hay una expectativa razonable de que la bomba funcionalmente redundante del otro tren, también inadecuadamente lubricada, podría haber fallado antes de cumplir su función de seguridad, el fallo real y el fallo potencial de la bomba debería ser notificado por este criterio.

En los casos de sistemas con tres o más trenes, el fallo de dos o más de ellos sería notificable si a juicio de expertos la capacidad funcional de todo el sistema se ha visto amenazada.

El Titular puede también aplicar el juicio de expertos para decidir cuándo las actuaciones del personal podrían haber impedido el cumplimiento de una función de seguridad. Por ejemplo, cuando una persona opera o realiza un mantenimiento inadecuado a un componente, cabe suponer que podría haber cometido el mismo error en todos los componentes funcionalmente redundantes (por ejemplo, si calibra incorrectamente un biestable del Sistema de Protección del

Reactor, es posible que haya calibrado incorrectamente todos los biestables). Sin embargo, para que un suceso sea notificable, es necesario que las acciones afecten o impliquen a componentes de más de un tren o canal de un sistema de seguridad, y que el resultado de las acciones no sea el deseable desde el punto de vista de la protección de la salud y seguridad públicas. Los componentes pueden ser funcionalmente redundantes (por ejemplo, dos bombas en distintos trenes) o no serlo (por ejemplo el operador detiene correctamente una bomba del Tren “A” y, en lugar de cerrar la válvula de descarga de la bomba del Tren “A”, cierra la de la bomba del Tren “B”).

Los fallos individuales de equipos no tienen por qué ser reportados siguiendo este criterio si un equipo redundante en el mismo sistema estaba operable y disponible para desarrollar la función de seguridad requerida.

Un fallo único que imposibilite el cumplimiento de la función de seguridad de un sistema redundante es notificable incluso si el diseño del sistema, que permite que dicho fallo único pueda impedir su función, lo considera aceptable. Por ejemplo, si se produce el fallo de una válvula en una línea de aspiración del RHR de manera que impidiera el inicio de la refrigeración por este sistema, el suceso sería notificable.

Hay un número limitado de sistemas de un solo tren que desempeñan funciones de seguridad (por ejemplo, el sistema de inyección de refrigerante de alta presión HPCI en centrales BWR). Para estos sistemas, la pérdida de ese único tren impediría el cumplimiento de su función de seguridad y, por consiguiente, sería un suceso notificable, aún cuando las especificaciones técnicas de la central permitieran esta condición durante un período limitado.

Las condiciones que serían notificables de acuerdo con este criterio son, entre otras, las siguientes:

- cualquier suceso o condición que dejara inoperables múltiples trenes de un sistema por una única causa.
- cualquier suceso o condición en el que quedara inoperable un tren de un sistema y en el que, además, (1) la causa raíz de dicha inoperabilidad hubiera podido ocasionar el fallo de un tren redundante, y (2) hubiera una expectativa razonable de que el segundo tren no habría cumplido su función de seguridad de haberse demandado ésta.
- cualquier suceso o condición identificada que por sí sola pudiera haber impedido el cumplimiento de la función de seguridad.

Siempre que se diera un suceso o condición en el que el sistema pudiera verse impedido para cumplir su función de seguridad por uno o más motivos relacionados con la inoperabilidad o indisponibilidad de algún equipo, dicho suceso sería notificable según estos criterios. Esto incluiría aquellos casos en los que un tren se encuentra inoperable y un segundo tren no pasa una prueba de vigilancia.

En general, y de acuerdo con estos criterios, los siguientes tipos de sucesos o condiciones no tienen por qué notificarse:

- Fallos que afectan a entradas o soportes de sistemas que no cumplen ninguna función de seguridad (salvo que pudieran haber imposibilitado el cumplimiento de la función de seguridad de un sistema adyacente o conectado).
- Un componente defectuoso recibido pero no instalado.

- La retirada de servicio de un sistema o parte de éste, como parte de una actuación programada para la realización de trabajos de mantenimiento o pruebas de vigilancia cuando se hace de acuerdo con un procedimiento aprobado y con las ETFs de la central (salvo que se hubiera descubierto una condición que pudiera haber impedido que el sistema cumpliera su función de seguridad).
- El fallo independiente de un único componente (salvo que fuera indicativo de un problema genérico que por sí solo hubiera podido ocasionar el fallo de un sistema de seguridad redundante)
- Un error en un procedimiento que pudiera haber producido la inhibición de la función de seguridad del sistema pero que es descubierto antes de aprobarse el procedimiento.
- El fallo de un sistema utilizado sólo para alertar al operador, al que no se tiene en cuenta en ningún análisis de seguridad, y que no controla directamente ninguna función de seguridad cubierta por el criterio.
- Una barra de control atascada que, por sí sola, no habría impedido la parada del reactor.
- Fallos de componentes que no guardan relación entre sí en distintos sistemas de seguridad.

La aplicabilidad de estos criterios abarca aquellos sistemas de seguridad que están diseñados para mitigar las consecuencias de un accidente (por ejemplo, aislamiento de contención, filtrado de emergencia). Por lo tanto, los sucesos operativos de menor trascendencia que afectan a un componente específico, como por ejemplo, fugas a través de las empaquetaduras de las válvulas –que podrían considerarse ejemplos de una falta de control de materiales radiactivos– no se tienen que notificar de acuerdo con este criterio.

Un defecto o desviación de diseño, o de análisis, se debe notificar, de acuerdo con este criterio, si pudiera haber impedido el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas definidos en la normativa. La notificabilidad de un defecto o desviación de diseño, o de análisis, según este criterio se debe enjuiciar partiendo de la misma base que la utilizada para otras condiciones, como los errores de operación o los fallos de equipos. Es decir, la condición será notificable si existe una expectativa razonable de que se impida el cumplimiento de la función de seguridad. Dicho de otra manera, la condición sería notificable si hubiera una duda razonable de haberse satisfecho la función de seguridad de una estructura o sistema en caso de ser requerida.

Ejemplos

SISTEMAS DE TREN UNICO

(1) Fallo de un sistema de tren único que impide la mitigación de un accidente y la evacuación del calor residual

Durante los preparativos por parte del Titular para una prueba de vigilancia, se descubrió que un controlador de caudal del sistema de inyección de refrigerante de alta presión (HPCI) estaba inoperable, por lo que el sistema HPCI fue declarado inoperable. La CLO correspondiente permitía que los sistemas de despresurización automática, inyección de refrigerante de baja presión, rociado del núcleo y condensador de aislamiento permanecieran operables durante siete días o, de lo contrario, obligaba a que se parara la central.

Como ya se ha establecido, la pérdida de un sistema de seguridad de tren único, como el HPCI en centrales BWR, es notificable.

(2) Fallo de un sistema de tren único no relacionado con la seguridad

Pregunta: Si el RCIC (Sistema de Refrigeración de Núcleo Aislado) no es un “*sistema de seguridad*” en la medida en la que no se tiene en cuenta su operación en el análisis de seguridad, ¿son notificables los fallos o la indisponibilidad de este sistema?

Respuesta: Si el análisis de seguridad de la central considera que el RCIC es un sistema necesario para mitigar un accidente de eyección de barras (por ejemplo, se contempla en las Especificaciones Técnicas), su fallo sería notificable de acuerdo con este criterio; en caso contrario, no sería notificable según esta sección de la normativa.

(3) Fallo de un sistema de protección medioambiental de tren único

Pregunta: Existe una serie de sistemas de protección medioambiental en las centrales que tratan aspectos como los residuos de baja actividad (por ejemplo, los depósitos de residuos radiactivos gaseosos). A muchos de estos sistemas no se les exige el cumplimiento del criterio de fallo único, de manera que un fallo único resulta en la pérdida de la función del sistema. ¿Quedan cubiertos todos estos sistemas en el alcance de la normativa de notificación de ISN?

Respuesta: Si las Especificaciones Técnicas requieren que estos sistemas estén operables y el sistema se requiere para cumplir una de las funciones de seguridad que se identifican en esta sección, serán notificables los fallos a nivel del sistema. Si el sistema no queda cubierto por las Especificaciones Técnicas y no se requiere que cumpla el criterio de fallo único, no serán notificables los fallos del mismo de acuerdo con este criterio.

PERDIDA DE DOS TRENES

(4) Pérdida del suministro de energía eléctrica de emergencia debido a la inoperabilidad e indisponibilidad de múltiples equipos

Durante la parada para la recarga de combustible, un generador diesel de emergencia (GDE) en un sistema de dos trenes, estaba fuera de servicio para trabajos de mantenimiento. El segundo GDE fue declarado inoperable cuando dio unos resultados inadecuados durante una prueba de vigilancia.

Este suceso es notificable. Como se ha explicado en la esta sección, la pérdida de cualquiera de los sistemas de suministro de energía eléctrica, es decir el interior o el exterior, es notificable de acuerdo con este criterio.

(5) Un error en los procedimientos impide la función de parada del reactor

La central se encontraba en modo 5 (parada fría y despresurizada, antes de la criticidad inicial) y se estaba realizando una prueba post-modificación en el tren A del sistema de protección del reactor (SPR), cuando el operador observó que estaban inhabilitados los detectores de rango de fuente de los trenes A y B. Durante las pruebas post-modificación realizadas en el tren A del SPR, el personal de instrumentación puso el interruptor INPUT ERROR INHIBIT del tren B en la posición de inhibición. Al estar los interruptores INPUT ERROR INHIBIT de ambos trenes en esta posición, quedaba interrumpido el suministro de tensión a los detectores de rango de fuente. El interruptor afectado se volvió a llevar inmediatamente a la posición normal y se añadió una precaución en las instrucciones apropiadas de la central.

Este suceso es notificable porque el dejar inoperables los detectores de rango de fuente podría haber impedido el cumplimiento de la función de seguridad de parada del reactor.

(6) Fallo del sistema de mitigación contra sobrepresiones.

El sistema de refrigerante del reactor se presurizó en exceso en dos ocasiones durante el arranque tras una parada para la recarga de combustible porque el sistema de mitigación de la sobrepresión (COMS) no operó.

El motivo de este fallo fue que uno de los trenes del sistema estaba fuera de servicio para trabajos de mantenimiento, y en el otro tren un transmisor de presión estaba aislado y falló un totalizador en el circuito de actuación.

Este suceso es notificable porque el COMS no realizó su función de seguridad.

(7) Pérdida del sistema de refrigeración de agua salada e inundación de la zona de bombas de agua salada

Durante unas actividades de mantenimiento sobre una bomba de agua salada, el Titular estaba retirando las partes internas de la bomba de la carcasa cuando se produjo la inundación de la zona de la bomba. Se paró entonces la otra bomba de agua salada para evitar daños.

Este suceso es notificable porque el sistema de refrigeración de agua salada no cumplió su función de seguridad, que constituye el sumidero de calor último de la instalación.

(8) Trabajos de mantenimiento que afectan a dos trenes

Pregunta: Se requiere alguna aclaración respecto de aquellos sucesos o condiciones que “*podrían haber*” impedido el cumplimiento de una función de seguridad.

Respuesta: En lo relativo a los problemas de mantenimiento, los “*sucesos o condiciones*” suelen estar relacionados con acciones del operador y/o fallos de componentes que podrían haber impedido el funcionamiento de un sistema de seguridad. Por ejemplo, supóngase que se lleva a cabo una prueba de vigilancia sobre una bomba que se encuentra en reserva, y que esta bomba se agarrota. La bomba se desmonta y se descubre que se ha utilizado un lubricante inadecuado. La bomba redundante también se desmonta y también lleva un lubricante inadecuado. Es razonable suponer que la segunda bomba habría fallado si se hubiera requerido su funcionamiento. Sin embargo, la segunda bomba, y por consiguiente el sistema, no falló porque no se demandó su operación. Así, en este caso, y dado el uso de un lubricante inadecuado, el sistema “*podría haber*” o “*habría*” fallado.

PERDIDA DE UN TREN

(9) Fluido hidráulico contaminado degrada la operación de una MSIV

Durante una parada rutinaria, el operador se percató de que el tiempo de cierre de la válvula de aislamiento de vapor principal (MSIV) nº 11 parecía excesivo. Una prueba posterior reveló que dicha válvula cerraba dentro del tiempo establecido; sin embargo, el tiempo de cierre de la MSIV nº 12 superaba el máximo, produciéndose el cierre en 7,4 segundos. La contaminación del fluido hidráulico en el sistema de actuación de la válvula había provocado el agarrotamiento de las válvulas de retención, retrasando la transmisión de la

presión hidráulica al actuador. Se adquirieron tres filtros adicionales para asegurar un filtrado suplementario para cada MSIV. Se utilizaron unos filtros más tupidos en la aspiración de las bombas para eliminar los contaminantes más finos. La MSIV nº 12 se reparó y se volvió a poner en servicio. Dado que no se requería la operación de las válvulas en el momento de descubrirse el problema, no se vio afectada la seguridad del público.

Este suceso es notificable porque la condición podría haber impedido el cumplimiento de una función de seguridad.

(10) Riesgo de incendio en el aceite de lubricante de un generador diesel

Durante la realización de una prueba de vigilancia rutinaria sobre el generador diesel de emergencia, se produjo un pequeño incendio debido a fugas del aceite lubricante en el colector de salida. El fabricante revisó el incidente y determinó que se acumulaba aceite en el colector de salida debido a fugas procedentes de la parte superior de los pistones superiores del motor verticalmente opuesto. El aceite que quedaba por encima de los pistones superiores, tras la parada, fugaba gradualmente hacia abajo a través de los anillos, entraba en el espacio de combustión, pasaba por los anillos inferiores de los pistones, salía de los orificios de salida y entraba en los colectores de salida. Estos colectores se presurizaron durante el arranque posterior, lo cual obligó al aceite a salir a través de fugas en las juntas del colector de salida, donde se produjo el incendio. Se habían producido sucesos similares anteriormente en esta central. En estos casos anteriores, se había acumulado fuel-oil en el colector de salida debido a la operación prolongada bajo condiciones “*sin carga*”. En consecuencia, se requirió la operación bajo condiciones de carga antes de la parada al objeto de quemar cualquier aceite acumulado.

El suceso no es notificable si el incendio no supone una amenaza para la central (por ejemplo, no afectó significativamente a las actuaciones del personal del emplazamiento). El suceso sí sería notificable si demostrara una deficiencia en el diseño, los procedimientos o los equipos que pudiera haber impedido el cumplimiento de una función de seguridad (es decir, los generadores diesel redundantes son del mismo diseño y son, por tanto, susceptibles de padecer el mismo problema)

(11) Fallos únicos.

Pregunta: Supongamos que una bomba de un sistema de agua de refrigeración (por ejemplo, de agua enfriada) está suministrando agua a ambos trenes de un sistema de seguridad y existe otra bomba en reserva. ¿Sería notificable la pérdida de la única bomba en operación?

Respuesta: No. Los fallos de componentes únicos e independientes (es decir, aleatorios) no son notificables si el componente redundante del mismo sistema realizó o hubiera realizado la función de seguridad. No obstante, si tales fallos tienen implicaciones genéricas, se debe emitir un ISN.

(12) Desviación genérica de puntos de tarado

Situación: Estando la central en operación a potencia en estado estacionario, y durante la realización de una prueba funcional y de calibración en un instrumento de presión en la línea de vapor principal, se encontró que un interruptor actuaba a 853 psig, siendo el límite marcado por las Especificaciones Técnicas de 825 +15. Los interruptores redundantes estaban operables. La causa del incidente fue la desviación del punto de tarado. El

interruptor se volvió a calibrar, se ensayó con éxito de acuerdo con la norma HNP-2-5279 (Barksdale Pressure Switch Calibration) y se volvió a poner en servicio. Se trata de un suceso repetido, según se establece en un ISN anterior. Una revisión genérica reveló que este tipo de interruptores se utiliza en otros sistemas de seguridad y que es susceptible de sufrir desviaciones. Se llevará a cabo una posterior investigación de la razón de estas desviaciones y, si resultara ser necesario, los interruptores se sustituirían.

El suceso no es notificable si se debe a la desviación de un único interruptor de presión. Sí es notificable si apunta a un problema genérico y/o repetitivo con este tipo de interruptores, que se utiliza en varios sistemas de seguridad.

Pregunta: ¿Se deben comunicar problemas de desviación del punto de tarado de un determinado interruptor si se producen más de una vez?

Respuesta: El fallo independiente (por ejemplo, desviación excesiva de un punto de tarado) de un único interruptor de presión no es notificable salvo que pudiera haber provocado el incumplimiento de una función de seguridad de un sistema, o es indicativo de un problema genérico que podría haber dado lugar al fallo de más de un interruptor, provocando así que uno o más sistemas dejaran de realizar su función de seguridad.

(13) Mantenimiento sobre un único tren

Pregunta: Supongamos que se ha utilizado un lubricante inadecuado en una bomba pero que el lubricante utilizado en la bomba del otro tren es el adecuado. ¿Sería notificable?

Respuesta: Habría que aplicar el buen juicio ingenieril para decidir si se podría haber utilizado el lubricante inadecuado en la otra bomba, en cuyo caso se habría perdido la función del sistema. Si el procedimiento requiriera la comprobación de la primera bomba antes de llevar a cabo los trabajos de mantenimiento en la segunda, y dicha comprobación identificara claramente el error, este por sí solo no sería notificable. Sin embargo, si en el procedimiento se identificara un lubricante inadecuado y, con el tiempo, ambas bombas se hubieran lubricado incorrectamente, y si el problema se descubriera sólo después de verse amenazada y fallara la primera bomba, el error sería notificable.

OTRAS CONDICIONES

(14) Condiciones observadas con el sistema fuera de servicio

Pregunta: Supongamos que durante una parada estamos realizando trabajos de mantenimiento en ambas bombas del sistema de inyección (IS), que no tienen por qué estar operativas, ¿Sería notificable? Supongamos que durante la parada se identifica u observa algo que supondría la inoperabilidad de las bombas del IS a potencia, ¿sería notificable?

Respuesta: Retirar de servicio ambas bombas de IS para trabajos de mantenimiento no es notificable si la configuración del sistema resultante no está prohibida por las Especificaciones Técnicas de la central. Sin embargo, si se descubre durante el mantenimiento una situación que podría haber provocado el fallo de ambas bombas (por ejemplo, ambas están incorrectamente lubricadas), la condición sería notificable aunque no se requiriera que estuvieran operables las bombas en el momento del descubrimiento. Otro ejemplo: supongamos que se han comprobado los interruptores de disparo durante condiciones de parada y que se ha descubierto que, en el caso de uno de dichos interruptores, los tiempos de apertura superan los especificados, o que los componentes de

disparo de las bobinas UV estaban inoperables. Tales problemas genéricos serían notificables mediante un ISN.

(15) Problemas con los cojinetes del generador diesel

Durante la inspección anual de un generador diesel de reserva se descubrió que tanto el cojinete de empuje inferior del cigüeñal como el cojinete principal adyacente estaban desgastados. También se descubrió que el cojinete de empuje tenía una pequeña grieta que se extendía desde la línea de suministro de aceite principal hasta la superficie de empuje, pasando por la superficie de la chumacera. La inspección del segundo generador diesel de reserva redundante reveló problemas similares. Se determinó que una operación prolongada sin medidas correctoras podría haber dado lugar al fallo de los cojinetes.

El suceso es notificable porque ha existido una duda razonable de que los generadores diesel pudieran haber completado un ciclo de operación prolongado bajo carga si éstos se hubieran demandado.

(16) Fallos múltiples de barras de control

Ha habido casos en que los titulares han concluido erróneamente que fallos de sistemas o componentes descubiertos secuencialmente durante pruebas programadas, no son notificables. Esta situación se identificó como tema genérico el 13 de abril de 1985, en la Nota Informativa (IN) 85-27 de la NRC, "*Notificaciones al Centro de Operaciones de la NRC y Notificación de Sucesos en los Informes sobre Sucesos de los Titulares*", sobre la necesidad o no de comunicar múltiples sucesos de acuerdo con este criterio.

La IN 85-27 describe múltiples fallos del sistema de protección del reactor durante las pruebas de inserción de barras de control efectuadas con el reactor a potencia. Una de las barras de control quedó agarrotada. Unas pruebas posteriores identificaron que 3 barras adicionales no se hubieran insertado en el núcleo durante un "SCRAM" y que 11 experimentaban un retraso inicial antes de insertarse. El Titular consideró cada uno de estos fallos como un fallo único aleatorio, por lo que se determinó que no eran notificables. Evaluaciones posteriores indicaron que el sistema de aire de instrumentos, en el que se supone no debe haber aceite, estaba contaminado con aceite, lo cual provocaba el fallo de las válvulas de solenoide de disparo. Si bien el fallo a la inserción de una única barra de control puede no ser motivo de dudas razonables sobre la capacidad de inserción de las demás barras, el fallo de más de una barra sí constituye un motivo para tales dudas.

Como se indica en la IN 85-27, los fallos múltiples de los componentes redundantes de un sistema de seguridad constituyen razón suficiente para suponer que el mecanismo de fallo, aunque no se conozca, podría haber impedido el cumplimiento de la función de seguridad.

(17) Pérdida potencial de inyección de refrigerante de alta presión

Durante unas pruebas de fugas rutinarias de la válvula de retención de aislamiento de la contención, aguas arriba de la salida de vapor del sistema de inyección de refrigerante de alta presión (HPCI), realizadas durante la parada para la recarga de combustible, se encontró que el disco de la válvula de retención no relacionada con el aislamiento de contención estaba depositado en la tubería aguas abajo. Esto podría haber impedido el funcionamiento del HPCI si el disco hubiera llegado a bloquear la línea. El suceso fue debido al fallo por fatiga de uno de los pines del disco.

Tras una evaluación de la condición, se determinó que el suceso se debía comunicar porque se podría haber impedido el cumplimiento de la función de seguridad del HPCI si el disco hubiera llegado a bloquear la línea. Además, el suceso es también notificable si el fallo por fatiga es indicativo de un fallo de modo común.

(18) Omisión o acción errónea del operador

Pregunta: En algunos sistemas utilizados para controlar la liberación de la radiactividad, un detector controla determinados equipos. En otros sistemas, existe un monitor pero es el operador quien tiene que iniciar acciones en determinadas condiciones. Si el operador no está “*atento*” al sistema. ¿Se deben comunicar los casos en que el operador falla al intervenir?

Respuesta: Sí. Al operador se le puede considerar un "componente", es decir, una parte integral y a menudo esencial del sistema. Así, si un suceso o condición cumple el criterio de notificación, debe ser comunicado independientemente de la causa inicial.

(19) Resultados de análisis

Pregunta: Un número de criterios indican que son de aplicación sólo a situaciones reales y no a situaciones potenciales identificadas por análisis; sin embargo, otros criterios incorporan el concepto de “*podría haber*”. ¿Cuándo hay que comunicar los resultados de análisis?

Respuesta: Los resultados sólo se deben comunicar si el criterio aplicable requiere la comunicación de condiciones que “*podrían haber*” provocado un problema. Sin embargo, otros necesitan tener conocimiento sobre problemas potenciales que no son notificables; por lo tanto, tales casos se pueden comunicar a través de un ISN voluntario.

(20) Interacciones entre sistemas

Pregunta: A las CCNN no se les exige el análisis de interacciones entre sistemas, y sin embargo esta normativa requiere la comunicación de sucesos que se “*podrían haber*” producido pero que, de hecho, no sucedieron. ¿Tenemos que iniciar una actividad de diseño para determinar interacciones entre sistemas de tipo “*podría haber*”?

Respuesta: No. Se notificaran las interacciones entre sistemas que se descubran como consecuencia de actividades rutinarias en marcha (por ejemplo, el análisis de sucesos operativos) y que den lugar a las condiciones del criterio.

**ANEXO 2.- CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA REVISIÓN 1 DEL
PROCEDIMIENTO**

La revisión 1 del procedimiento se ha confeccionado tomando como referencia la revisión 6 del NEI-99-02 de la US-NRC. Esta revisión, por tanto, incluye:

- La eliminación del indicador I2 “Paradas instantáneas del reactor no programadas con pérdida de la evacuación normal de calor residual”.
- La introducción del nuevo indicador I4 “Paradas instantáneas del reactor no programadas con complicaciones”.
- La inclusión de las FAQs (Frequently Asked Question) de la NRC aprobadas y en vigor a fecha 1/1/2012.
- La revisión de los textos de los indicadores del Pilar de Emergencias para adecuarlos a las Instrucciones Técnicas editadas sobre interpretación de los mismos.
- La inclusión en un Apéndice de una versión del apartado 3.2.7 del NUREG-1022 traducida y adaptada a los indicadores del SISC.

Los cambios han sido debatidos en el seno del Grupo de Trabajo Mixto CSN-UNESA sobre Indicadores del SISC.