

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

ACTA DE INSPECCION

D^a [REDACTED], D^a [REDACTED], D.
[REDACTED], D.
[REDACTED], D. [REDACTED] y D. [REDACTED]
[REDACTED], Inspectores del Consejo de Seguridad Nuclear,

CERTIFICAN: Que se personaron los días 1 al 5 de julio de 2013, en el emplazamiento de CN Almaraz (en adelante, CNA). La central cuenta con Autorización de Explotación concedida por Orden Ministerial del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha siete de julio de dos mil diez. Que el día 25 de julio se personaron nuevamente en el emplazamiento para el desarrollo de la tercera fase de la inspección, a la que asistió, parcialmente, [REDACTED].

La Inspección fue recibida por D. [REDACTED] Director de C. N. Almaraz, D^a. [REDACTED], Jefa de Sección de Licenciamiento, [REDACTED] Ingeniera de Licenciamiento, y por otro personal técnico del titular, quienes manifestaron conocer y aceptar la finalidad de la inspección

Que la inspección tuvo por objeto la realización de comprobaciones de los componentes siguientes, seleccionados por la Inspección del CSN: "Control del sistema de agua de alimentación auxiliar, AI", "Inversores I, II, III y IV", "Instrumentación asociados al lazo de medida, control y actuación del nivel de los generadores de vapor (GV)", "Sistema de limpieza de de los intercambiadores de calor (Taprogge) del sistema de agua de servicio esencial (SW) y determinados elementos de este sistema, bombas y descarga al canal de circulación". Asimismo, se realizaron comprobaciones de acciones humanas en los siguientes escenarios: "Errónea calibración de los canales de instrumentación de nivel de los generadores de vapor" y "realineamiento erróneo después de pruebas de la válvula CC-145/151". Que todo ello se llevó a cabo tomando como referencia el procedimiento PT.IV.218 del programa de inspección del PBI del CSN de título: "base de diseño de componentes" en revisión 1 de fecha 23 de octubre de 2012 y de acuerdo con la agenda de inspección incluida en el Anexo a este Acta.

Que, los representantes del titular de la instalación fueron advertidos previamente al inicio de la inspección de que el acta que se levante, así como los comentarios recogidos en la tramitación de la misma, tendrán la consideración de documentos públicos y podrán ser publicados de oficio, o a instancia de cualquier persona física o jurídica. Lo que se notifica a los efectos de que el titular exprese qué información o documentación aportada durante la inspección podría no ser publicable por su carácter confidencial o restringido.

Que de las manifestaciones efectuadas por los representantes de la central y la documentación exhibida ante la Inspección resulta:

- Que a continuación se expone para cada componente seleccionado por la Inspección del CSN el resultado de las comprobaciones realizadas desde el punto de vista de diseño, factores humanos, pruebas y operación:

1. En relación con las bases de diseño de los Inversores I, II, III y IV

- Que los datos técnicos y de diseño, de los convertidores estáticos clase y no clase (ambos son de las mismas características técnicas y el mismo fabricante), son los siguientes: fabricante [REDACTED] potencia de salida 7,5 KVA; tensión de entrada 125 v.c. + 12% - 16%; tensión de salida 118 o 120 v.c. ± 2%; Rendimiento (η) (Alimentación solo por continua): a 1/3 de su carga nominal 0,55; a 2/3 de su carga nominal 0,67; a 3/3 de su carga nominal 0,73; $\cos \varphi$ (para potencia máxima): 0,8
- Que la inspección solicitó a la planta el documento justificativo de las bases de licencia de los inversores clase (Inversores I, II, III y IV) del sistema de 118 V c.a. regulada, y los representantes de la planta entregaron a la inspección una copia del documento de ingeniería de [REDACTED] (en adelante, [REDACTED]) identificado como 01-E-E-00035 edición 7 de fecha 30-03-2012, y titulado "Sistema de 118 V c.a. regulada".
Que el alcance del estudio de ingeniería 01-E-E-00035 edición 7, es el siguiente: comprobar el correcto dimensionamiento de los inversores (los inversores I, II, III y IV son clase 1E, y los restantes son no clase 1E); comprobar que las características del transformador de "by-pass" (potencia, relación de transformación, tomas y tensión de cortocircuito) son adecuados para este sistema; comprobar que la tensión que llega a los equipos está comprendida entre los valores mínimos y máximos admisibles y verificar que por los cables circula en régimen permanente una intensidad inferior a la admisible, determinar los niveles de cortocircuito y comprobar que éstos son soportados por los cables y cuadros y además pueden ser interrumpidos por interruptores y el comprobar la protección de los cables conectados a los interruptores magnetotérmicos.
- Que el estudio 01-E-E-00035 edición 7, parte de las siguientes hipótesis: 1) con carácter general, y cuando no se conozcan los límites de tensión admisibles por las cargas de 118 V.c.a., se supone que éstas funcionan correctamente siempre que les llegue una tensión que esté dentro del margen 118 V.c.a. ± 10%, no obstante para cargas de clase 1E en régimen permanente se estudia de manera que cumplan un margen de tensión más estricto de 118 V.c.a. ± 5%; 2) se supone una temperatura ambiente de 40°C y una profundidad de llenado de 1,5 pulgadas (corresponde al 40% de llenado de bandeja) para calcular la intensidad admisible de los cables en bandeja abierta; 3) para los cálculos de caída de tensión se supone en el estudio para las cargas un factor de potencia de 0,9; 4) se estima en el estudio que la caída de tensión debida a embarrados e interruptores es inferior a 1 voltios; 5) el consumo máximo permanente en los diferentes equipos y embarrados ha sido estimado en base a medidas inicialmente realizadas en planta y datos de los equipos. El valor de consumo que se considera en este estudio corresponde al valor máximo medido incrementado al menos en un 25% para el caso en el que se disponen de valores medidos o el valor nominal de fabricante. Para el cálculo de los consumos de todos los inversores se ha considerado la suma de datos máximos inicialmente medidos, en el caso de disponer de datos medidos estos se han incrementados en un 25%, más la suma de los consumos dados

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

por los fabricantes para las cargas añadidas con posterioridad en los casos que no se disponían de medida de estas; 6) para el cálculo de la caída de tensión en los cables que alimentan a las cargas de 118V c.a., se considera en el estudio el valor de la "R" a 60°C y el valor de la "X" correspondiente a cables unipolares, mientras que para el cálculo del cortocircuito se considera el valor de la "R" a 20°C y el valor de la "X" para cables tripolares; 7) se considera en el estudio que la tensión mínima de salida que suministra el inversor es de 120 V c.a. al que se le aplicará una tolerancia del $\pm 2\%$.

- Que este estudio de [REDACTED] [REDACTED] identificado como 01-E-E-00035 edición 7 de fecha 30-03-2012 fue chequeado por la inspección, y fueron contratados sus datos con el Estudio Final de Seguridad (EFS), que es el documento que contiene las bases de licencia de CNA.
- Que de dicho análisis y chequeo por la inspección, surgieron diversas dudas y cuestiones que se pusieron de manifiesto a los representantes de la planta, y fueron contestadas en todos los casos, bien directamente o bien en diferido, tras consultar a la ingeniería de [REDACTED], que es el autor de este estudio de ingeniería.
- Que en lo que respecta a la demanda del sistema de 118 Vc.a., indicar que cuando el inversor está en servicio, éste alimenta a los paneles de 118 V c.a. mientras que el transformador de "by-pass" alimenta a las cabinas de proceso; cuando el inversor está fuera de servicio, el transformador de "by-pass" alimentará a los paneles de 118 V c.a. y a las cabinas de proceso.
- Que la alimentación normal para los inversores es la procedente de los centros de control de motores de 380 V. En el caso de fallo de la alimentación normal, el inversor estático quedará alimentado desde el sistema de 125 V c.c. clase 1 E sin que ello produzca interrupción en la salida del inversor. Para cada barra, además de la alimentación normal constituida por el inversor estático y equipo asociado, existe una alimentación alternativa a través de un transformador de 380/118 V conectado a un centro de control de motores de salvaguardia. Un interruptor manual para cada canal permitirá conectar la fuente alternativa y dejar fuera de servicio el inversor estático y su equipo asociado cuando se precise por razones de avería o mantenimiento.
- Que los datos del transformador de by-pass son: En relación de transformación (datos de planta): tensión primaria: 400, 390, 380, 370, 360 V c.a. (según posición de la toma); tensión secundaria: 125 V.c.a. para el transformador correspondiente al inversor IX y 123,33 V para el resto. Impedancia de cortocircuito: 3% \div 4% (estimado) X/R = 3 (estimado). Potencia: 7,5 KVA y Transformador bifásico
- Que en relación al dimensionamiento de los inversores y del transformador de bypass, para los inversores clase (Inversores I, II, III y IV), el estudio estima que es adecuada la potencia nominal de los inversores y transformadores de by-pass (esta identificado en el apartado 6.1 del estudio 01-E-E-00035).
- Que según los datos indicados en el apartado 4.4.1, el mayor consumo estimado en la salida de los inversores es el correspondiente al inversor V de la unidad 1 con un valor de 64,86 A. Este valor de consumo es obtenido sumando las medidas máximas conocidas de los consumos que cuelgan de dicho inversor y mayor ando un 25%, tal como se indica en la hipótesis más los consumos de los que no se tienen las medidas. En este caso el transformador de "by-pass" no alimenta a ninguna cabina de proceso.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que los interruptores bipolares de alimentación a los paneles de 118 V.c.a son no automáticos para una intensidad de paso de 100 A de [REDACTED] los interruptores bipolares de salida de los paneles de 118 V c.a. son automáticos tipo C60N [REDACTED]; los inversores I, II, III y IV son clase 1 E, y los restantes son no clase 1 E. En el estudio 01-E-E-00035 edición 7 se muestra una tabla que incluye información sobre el consumo de cada equipo, el calibre del interruptor, longitud y características del cable que alimenta a cada equipo.
- Que en dicha tabla, según se dijo a las inspección, el valor de consumo que se define como "utilizado en el estudio", no es el valor empleado para determinar el dimensionamiento y capacidad del inversor, sino el valor de consumo máximo transitorio que se podría demandar y es el empleado para el cálculo del dimensionamiento de los cables, y para el cálculo de caídas de tensión, no para el dimensionamiento del propio inversor.
- Que la inspección pudo comprobar que para el caso concreto del inversor V (que es no clase), se tenían que considerar factores de carga estimados de 0,8 para lograr que los valores de la suma de las cargas del inversor V estuvieran dentro de la potencia de diseño de estas inversiones (7,5 Kv). La validez de dicho factor de carga fue cuestionado por la inspección, los representantes de la planta indicaron, que el factor de carga estimado se basaba exclusivamente en la experiencia de la ingeniería, pero no pudieron acreditar ningún documento que avalara su hipótesis. En el estudio 01-E-E-00035 edición 7 para los inversores clase, no se emplea el factor de carga del 0,8.
- Que la inspección comprobó, realizando los cálculos oportunos, que si consideramos los valores de consumo (A) indicados en la columna denominada "utilizado en el estudio" (que correspondería al valor de consumo máximo transitorio que se podría demandar), los resultados de potencia obtenida para algunos inversores clase, era superior a la potencia de salida del inversor instalado (7,5KV), por ellos se consideran como hipótesis (valores obtenidos de mediciones, etc.), que hacen disminuir dichos datos de consumo, para que este dentro del valor de potencia máxima de salida del inversor. Algunos ejemplos serían: en la unidad 1 en el inversor I, el valor de consumo sería de 61,48 A (7,725 KVA), y en el inversor III, el valor de consumo sería de 61,88 A (7,574 KVA).
- Que en lo que respecta al margen de tensión extrema en el sistema de 6,3 KV en régimen permanente, indicar que según se indica en el estudio presentado a la inspección 01-E-E-00035 edición 7, según documento 01-E-E-00002 Ed. 7 (Sistema de 6,3 KV), debido al relé implantado para la regulación del sistema en barras de 6,3 KV, las tensiones serán: tensión máxima.- 105,809 % (Base 6,3 KV) para plena carga, y 107,92 % (Base 6,3 KV) para LOCA y que la tensión mínima.- 103,714% (Base 6,3 KV) para Plena Carga y 105,788 % (Base 6,3 KV) para LOCA
- Que en relación con el cortocircuito en el sistema de 118 v c.a., indicar que se calculará el cortocircuito cuando el sistema de 118 V.c.a. este alimentado desde los transformadores de "by-pass" por ser este el caso más desfavorable, ya que si estuviese alimentado desde el convertidor, la intensidad de defecto quedaría limitada a un 150% de la intensidad nominal del inversor que es de 91,2 A.
- Que la intensidad de cortocircuito que se obtiene cuando se alimentan las cargas a través del transformador de "by-pass" es:

SN

CONSEJO DE
 SEGURIDAD NUCLEAR

| | | Corriente de cortocircuito en la salida del transformador de bypass | Corriente de cortocircuito en los paneles de 118 V c.a. |
|-----------------------------|------------|---|---|
| Intensidad de Cortocircuito | Simétrica | 1781 A | 1710,65 A |
| | Continua | 242,1 A | 197,77 A |
| | Cresta | 2761,5 A | 2616,99 A |
| | Asimétrica | 1797,84 A | 1722,04 A |

Que según esta reflejado en el apartado 4.11 del estudio de ingeniería 01-E-E-00035 edición 7, el poder de corte de los interruptores C60N de [REDACTED] (6 kA simétricos - para tensión de 400 V c.a.), es superior a la intensidad de cortocircuito que han de despejar. Del apartado 5.4 se deduce que los relés protegen a los cables frente a cortocircuitos.

Que por tanto, y según se indica en el apartado 6.2 del estudio de ingeniería, 01-E-E-00035 edición 7 el poder de corte de los interruptores es superior a la intensidad de cortocircuito que han de despejar, y los cables están protegidos frente a cortocircuitos por los interruptores. En el estudio se analiza la curva de actuación de los interruptores de los paneles de 118 V c.a. y se observa que están por encima de la curva de intensidad admisible de los cables. En cada una de las gráficas que se presentan en el estudio se indican los valores máximos y mínimos de actuación del interruptor magnetotérmico y los cables a los que protege. Luego en relación con el dimensionamiento de cables, indicar que según los datos y conclusiones que figuran en el estudio, el consumo es inferior a la intensidad nominal de los interruptores y ésta es a su vez inferior a la intensidad nominal admisible en régimen permanente por los cables.

- Que en lo relativo a las tensiones en el sistema de 118v c.a., el estudio parte de una tensión de $120,098 = 117,6 \text{ V c.a.}$ que es valor mínimo de salida del inversor (ver hipótesis), y se le resta 1 voltio para considerar la caída de tensión debido a embarrados e interruptores (ver hipótesis), por tanto la tensión de partida será: $117,61 = 116,6 \text{ V.}$
- Que analizando los resultados obtenidos para el cálculo de caída de tensión a consumidores, los casos en que el valor de tensión admisible es superior al obtenido en el cálculo es el equipo no clase 1B "caja de alimentación de Cofrets 1-RE-51 A", cuya tensión en el equipo es de 99,8 V (tensión admisible 100V), pero en este caso la ingeniería hace un reestudio de la caída de tensión en dichos cables y en el cable de alimentación al panel utilizando datos más reales y no tan conservadores, realizando el cálculo con una resistencia del cable a 50°C un $\cos \phi 0,8$, y haciendo los correspondientes cálculos, el dato final obtenido es de 101,88V (tensión admisible 100V).
- Que según el apartado 6.3 del estudio 01-E-E-00035 edición 7, puede observarse de forma general, que la tensión en bornes de los equipos alimentados a través de los inversores está comprendida entre el valor mínimo y máximo admisible por ellos. La inspección comentó en este punto, que en el apartado 4.10 del estudio están identificados los márgenes de

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

tensión admisible en los equipos de 118 V.c.a, pero en algunos de ellos no se identifican valores máximos de tolerancias (como es el caso, por ejemplo del Panel PDX-VA-319C, etc.), este hecho fue puesto de manifiesto por la inspección y debe ser valorado, y estudiado por la planta, y posteriormente debe ser incluido en una nueva revisión de este estudio de ingeniería.

- Que en lo que respecta a los criterios admisibles de variación de frecuencia en los equipos alimentados por el inversor y su cálculo justificativo, éste fue solicitado por la inspección, ya que en el estudio presentado esta cuestión no está tratada, se seleccionaron varios componentes para analizar esta cuestión; en concreto los monitores de radiación (NIS), y varias cabinas de proceso. Los representantes de la planta indicaron que en lo que respecta a las cabinas de proceso, y en la documentación consultada por la ingeniería, solo se indica el valor de 50 Hz, sin citar ningún valor de tolerancia en lo que respecta a su criterio de aceptación, y que en la norma IEC- 60146 relativa a fuentes de alimentación para equipos, el valor de tolerancia admitido para la frecuencia era de $\pm 1\%$. La inspección preguntó si esa norma IEC- 60146 era una norma base de licencia de la planta, pero esto no se pudo asegurar y concretar por los representantes de la planta.
- Que la tensión mínima en bornes del transformador de by-pass se calculará como la tensión mínima en el CCM (ajustada para que la tensión en 6,3 KV sea del 103,71%) menos la caída de tensión en el cable que alimenta al transformador cuando por él circula la intensidad nominal del transformador.
- Que a la vista de los resultados obtenidos en el estudio de ingeniería, para las tensiones que se indican en los CCM's (tensión de regulación máxima), se estudian las tensiones obtenidas en los transformadores. Adicionalmente han considerado la caída de tensión de 0,5 V debida a embarrados e interruptores y las caídas de tensión en el cable que va al panel y el cable de alimentación al equipo. Estudiando la tensión final en cada equipo se observa que teniendo en cuenta que la tensión máxima admisible en las cargas es de 110% (base 118 V) que equivale a 108,16 % (base 120 V) es decir 129,8 V.m, considerando que el transformador de by-pass está en la toma central que corresponde a una tensión nominal de 380 V, ninguno de los equipos en principio supera dicha tensión en su bornas.
- Que tal y como se especifica en el apartado de hipótesis del estudio, teniendo en cuenta que los transformadores T1C1, T1C2, T1C3, T1C4, T2C1, T2C2, T2C3 y T2C4 son transformadores by-pass manuales de clase 1E, considerando igualmente que dichos transformadores están en la toma central, que corresponde a una tensión nominal de 380 V, las cargas de los mismos no superan tampoco la tensión máxima de 118 V c.a. + 5% que equivale a 123,9 V (103,25% Base 120 V).
- Que en lo que respecta a la capacidad de sobrecarga de los inversores, los representantes de la planta mostraron a la inspección el documento de ingeniería identificado como, documento N° 01-MR-E-0001 (RC/C4/2). Revisión 7 de marzo 2003 (pagina 7-510), donde se establece que esta capacidad es el 125% durante 10 minutos. 150% durante 10 segundos a todas las tensiones de entrada.
- Que en lo relativo a tensión de salida en transitorio para 0% a 100% de la carga, en este mismo documento N° 01-MR-E-0001 (RC/C4/2), se establece que recupera + 2% de la tensión de salida en 30 milisegundos con variación transitoria máxima de $\pm 10\%$, y que el tiempo de transferencia del interruptor estático es de 4 milisegundos o menos.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que la inspección preguntó por las discrepancias en el valor de potencia para los inversores, entre los valores que aparecen en distintos apartados en el EFS. En el apartado de descripción de los inversores se indica una potencia de 7,5KVA, y el definido en la tabla 8.3.1-1 de los equipos alimentados por el generador diesel (en adelante GD), este valor es de 17 KW para los dos inversores, luego uno sería 8,5 KW. Los representantes de la planta explicaron a la inspección que la diferencia está en que el valor que aparece en la tabla 8.3.1-1 es la demanda de entrada al inversor y la definida en la descripción del propio inversor del EFS es la salida del inversor, la diferencia de potencia por tanto corresponde al rendimiento de este equipo, este dato está identificado en el estudio de ingeniería 01-E-E-00035 edición 7, y es de un valor, para 3/3 de su carga nominal de 0,73%.

- Que **en relación a la prueba presenciada por la inspección el día 03/07/2013, indicar que** coincidiendo con la visita a la planta para ver la situación física, estado y realizar un inspección visual de los inversores clase, se presenció la prueba, que por periodicidad correspondía ejecutar, entre otros, en el inversor 1 de la Unidad 2, mediante la gama de mantenimiento eléctrico identificada como E-YS-4882 revisión 16 de fecha de aprobación 11/02/2009, y que tiene por objeto una inspección mensual de los inversores de corriente alterna regulada.

Que durante la ejecución de la prueba la inspección chequeó que los instrumentos de medida adicionales y utilizados en la prueba eran los definidos en la gama y su calibración estaba dentro de los límites de tolerancias admisibles.

Que la inspección también constató diferentes deficiencias y mejoras que debían incorporarse a la gama de pruebas, ya que fueron transmitidas a los representantes de la planta, para que en una próxima revisión de la gama E-YS-4882 revisión 16 fueran tenidos en cuenta y ver si existen deficiencias en las otras gamas de los inversores

- Que en la prueba presenciada por la inspección, y en lo relativo a la comprobación de indicadores locales del anexo 2, hoja de datos numero 3, el parámetro relativo al valor del voltímetro CNA (VM2), medido en el instrumento local y con el medidor (polímetro) de precisión, se pudo determinar que el valor obtenido en la medida estaba fuera del rango establecido como valor admisible en la gama, en concreto se establecía un valor de 116 a 120 Vc.a, y el obtenido en la prueba fue de 121,2V c.a, sin que en la gama se indique, ni en observaciones o acciones correctoras, nada al respecto. Esta circunstancia debería haber sido detectada, analizada y en su caso justificada por los técnicos de mantenimiento eléctrico, pero no lo fue. Según puede verse en el protocolo de prueba, no muestra ningún tipo de observación al respecto y la prueba fue dada como satisfactoria. Este hecho fue trasladado a la central para que fuera analizado y corregido.
- Que una copia de la orden de trabajo de la ejecución de la gama y de las hojas de datos de la gama firmadas, fue facilitada a la inspección a petición de esta.
- Que realmente el criterio técnico que debería estar establecido en la gama mantenimiento eléctrico E-YS-4882 ha de ser corregido, ya que el valor establecido en las bases de licencia de CNA, que es el EFS donde figura el dato de 120 Vc.a \pm 2%.
- Que se entregó a la inspección, a petición de esta, una copia actualizada de las gamas aplicables a los inversores y que se referencian a continuación:

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- E-YS-4882 revisión: 16. Limpieza, comprobar señalización e indicación aparatos de medida. (28D)
 - E-WH-4881 revisión: 5, Inspección termografía de paneles y cuadros eléctricos. (1A)
 - E-YT-4883 revisión: 3, consistente en la revisión general eléctrica y cambio parcial condensadores electrolíticos inversores CAR. con transferencia manual cada 2 recargas. (2R)
 - E-YT-4884 revisión: 3, consistente en la revisión general eléctrica y cambiar todos los condensadores electrolíticos inversores CAR. con transferencia manual. (4R)
 - OP-1/2-PV-08.03 revisión, 11 operabilidad de las barras de distribución de corriente alterna a los servicios de la planta.
- Que la inspección analizó con el personal técnico de la planta diversas incidencias significativas ocurridas en los últimos tiempos en los inversores clase (Inversores I, II, III y IV).
- ✓ Que en relación a las incidencias en SEA identificadas como IM-AL-08/515 y IM-AL-08/516: disparos de inversores 1 y 2 de Unidad 1 durante la recarga 19 (R119). Se trató de disparos por la protección de sobretensión de los inversores durante maniobras y/o pruebas de operación (seguramente las secuencias de los GD). Si la tensión de 6,3 KV y 380 V está regulada muy alta, durante los transitorios se pueden producir subidas de tensión esporádicas que hagan actuar la protección. En ambos casos la intervención de mantenimiento eléctrico se limitó a verificar que no había anomalía y a apoyar a operación en la reposición del inversor. En las órdenes de trabajo se hace referencia al informe de Manserva de referencia 08032.0.
- Que en lo relativo a las incidencias en SEA NC-AI-08/2602, NC-AI-10/1243 y NC-AI-11/6015 relativas a ajustes de frecuencia, Se trató de intervenciones para corregir pequeñas derivas de la frecuencia de salida del inversor. En la primera de ellas (OTNP 4676081) la deriva se debió a una variación de temperatura en la sala por alguna anomalía en la ventilación de la misma, se corrigió temporalmente la frecuencia y cuando se repuso el funcionamiento normal de la ventilación se volvió a ajustar al punto anterior. En las otras dos intervenciones (OTNPs 4707285 y 5528791) no estaban claras las causas de la deriva, pero la intervención fue similar. En ningún caso supuso una inoperabilidad o indisponibilidad del inversor. El ajuste de frecuencia es sencillo, se hace mediante un potenciómetro, que está pensado para pequeñas intervenciones como esta. Estos ajustes son muy normales en recarga, ya que el ajuste inicial sólo se puede realizar cuando el inversor no tiene ninguna carga alineada y la refrigeración de la sala no está operativa por estar en descargo. Posteriormente, al ir alineándose cargas y ponerse en servicio la refrigeración hay que ir haciendo ajustes sucesivos de la frecuencia.
- Que en lo que respecta a la TNP 5555487 relativa a la oscilación espuria en el inversor AR2-1-2 (inversor 2 de la unidad 2), se comprobó en la orden de trabajo que inicialmente se verificó que no había presencia de ninguna oscilación. Posteriormente en la recarga R220 se realizó la revisión del inversor, según la gama de 2 Recargas, sin encontrar nada anómalo (OTP 5519435).
- Que en lo que respecta al fallo de una tarjeta de regulación de frecuencia detectada en el inversor AR1-INV- E-1-4 (inversor 4 de la unidad 1) y que se sustituyó por una de almacén

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

(PT- 742251 del 24-10-08 en el AR1-INV- E-I-4), la inspección preguntó si se había visto algo en la tarjeta y si se había reparado. Los representantes de la planta indicaron a la inspección que la tarjeta se envió a Manserva para su reparación (informe 08101-2), quien comprobó un fallo puntual de la tarjeta.

- Que en lo referente a PT 805181 /OT 4987591 de fecha de realización del trabajo 28/07/2010 en el inversor 3 de la unidad 1 por cambio de fusible FU1 y tarjeta de encendido, indicar que la inspección chequeó el informe de referencia RGM-10/022 de fecha de aprobación 14/10/2010, titulado “análisis de determinación de causa por posible fallo funcional único en el componente AR1-I-3. (Suceso ocurrido durante el ciclo XXI de unidad 1 y detectado por evaluación diaria de RM)”.
- Que el incidente sucedió el día 28/07/2010 al quedar fuera de servicio el inversor AR1- I-3, razón por la que se emitió por Operación la PT-805181. En la ejecución de esta orden de trabajo, por Mantenimiento Eléctrico, se detectó que el fusible FU1 se encontraba fundido y el tiristor TH2 comunicado, por lo que se procedió por mantenimiento a la sustitución del fusible, tiristor y tarjeta de encendido. Tras realizar varios arranques y comprobar que su funcionamiento era correcto el inversor quedó en servicio.
- Que el tiristor se desmontó para observar su interior y se comprobó que éste presentaba un fallo interno y se había autodestruido, por lo que se consideró que no ha habido causa externa que haya producido el daño al tiristor. El tiristor sustituido corresponde a la ficha de material 6722027, en cuyo histórico de movimiento se detectan 10 salidas del material, de las cuales tan solo dos pertenecen a intervenciones por correctivo. La primera de ellas sucedió el día 05/01/1999 y se realizó para el componente AR1-I-7 (inversor 7 de la unidad 1), fue reparado con la orden de trabajo PT- 500695. En este caso la perforación del tiristor se produjo por anomalías en el funcionamiento del transformador ferro-resonante, el cual fue necesario sustituir. La segunda sustitución por correctivo corresponde a la orden de trabajo PT- 805181, origen del suceso analizado.
- Que los tiristores se comprueban en la planta con frecuencia de 1 recarga (1R) con la ejecución de la gama EYR-4884 “Revisión general eléctrica de inversores de corriente alterna regulada con transferencia automática”, que en el punto 5.3.14 pide verificar los tiristores de potencia midiendo su tensión umbral Vgk y anotar los valores obtenidos en la hoja de datos nº 8 del adjunto 1. Revisado por la planta el histórico del componente AR1-I-3, se comprobó que la gama EYR4884 se viene ejecutando históricamente con una frecuencia de 1R, y se verificó que se anotaban los valores de tensión obtenidos en la hoja de datos correspondiente. Se consideró por mantenimiento que la causa directa de fallo para el suceso había sido la autodestrucción del tiristor TH2, que a su vez producía la pérdida del fusible FU1.
- Que por la planta se consideró que la causa básica de fallo, no guardaba relación con el programa de mantenimiento preventivo establecido, ni con los procedimientos utilizados, así como tampoco con la calidad de la ejecución de los trabajos realizados, por lo que no se consideró atribuible a mantenimiento, sino como fallo espurio del tiristor, posiblemente por un defecto interno.
- Que en lo referente al suceso ISN-I12/001 ocurrido en la unidad I y en el que se vio implicado el inversor IV debido al fallo en cortocircuito de uno de los condensadores de la baterías de condensadores asociados al transformador ferro-resonante del mismo, donde se

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

determinó que el fallo fue espurio, indicar que la inspección chequeó el informe de referencia RGM-12/002, de fecha de aprobación 09/03/21021, titulado "análisis de determinación de causa por posible fallo funcional único en el componente AR1-I-4 considerado por la regla de mantenimiento de elevada significación para el riesgo. (Suceso ocurrido durante el ciclo XXII de unidad 1 y detectado por evaluación diaria de R.M.)

- Que el incidente sucedió el día 04/01/2012 encontrándose la Unidad 1 a potencia, se produjo un fallo de tensión en la salida del inversor AR1-I-4, lo que supuso la pérdida de suministro de tensión de 118 VCA a la barra 1C-4. En condiciones normales de funcionamiento el Módulo Inversor se alimenta desde la red a través del CCM 1B4B-1 (380 VCA), debido a que la tensión rectificadora es mayor que la tensión de la batería. Cuando se produce un fallo en la tensión de la red las baterías a través de la barra 1D4 suministran la potencia necesaria para el funcionamiento del Módulo Inversor, garantizando de esta manera la tensión en la salida ante la falta de tensión en la red.

- Que el conjunto del Módulo Inversor está formado por los siguientes componentes: transformador de rectificador; módulo rectificador; módulo inversor; transformador ferro-resonante; condensadores del filtro de salida; bornas de alimentación y salida e interruptores de alimentación y salida.

Que según se dijo a la inspección y consta en el informe antes referenciado realizado por mantenimiento eléctrico, mediante la ejecución de la PT-870999 emitida por operación, se detectó la avería de uno de los condensadores de alterna de la batería C-15 asociada al secundario del transformador ferro-resonante de salida. Mediante la ejecución de la gama EYT-4884, con una frecuencia de 4 recargas (4R), se realizó la revisión general del conjunto del módulo inversor, así como la sustitución de la totalidad de los condensadores, excepto de los que estaban fuera de servicio.

- Que la planta revisó el histórico del mantenimiento del componente AR1-I-4 se comprobó que la sustitución de los condensadores se realizó por primera vez el año 1985, y partir de esa fecha se ha ejecutado con una frecuencia de 6 años (4R), siendo a partir de 1996 cuando se realiza con la ejecución de la gama EYT-4884.
- Que según el histórico de mantenimiento la última vez que se ejecutó la gama EYT-4884 en el componente AR1-I-4 fue el 22/04/2008, siendo sustituidos la totalidad de los condensadores de alterna que normalmente se encuentran en servicio. Se consideró por la planta que la causa directa de fallo del suceso había sido la pérdida de uno de los condensadores de alterna de la batería C-15 asociada al secundario del transformador ferro-resonante de salida y fue considerado como un fallo puntual de uno de los condensadores de alterna, posiblemente por un defecto interno.
- Que en lo que respecta a la experiencia operativa externa de los diversos fallos ocurridos en los inversores en la C.N. de Vandellós 2, y en base a lo manifestado por la planta, se confirmó a la inspección que no es extensible a CNA, ya que aplicaba a unos inversores de otro fabricante [REDACTED] totalmente diferente a los inversores de CNA (tren y no tren). Adicionalmente indicar que la C.N. Vandellós 2 realiza en los inversores de 7,5 KVAs de [REDACTED] prácticamente el mismo mantenimiento que se realiza en CNA.
- Que la planta manifestó a la inspección que no han tenido ninguna incidencia reseñable sobre los inversores (tanto clase como no Clase 1E), ni en los últimos tiempos ni en momentos anteriores.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que en lo que respecta la revisión aleatoria de varias de las gamas de mantenimiento eléctrico, indicar que estas gamas son las que justifican la funcionalidad y el estado adecuado de los inversores de clase (inversores I, II, III y IV), cabe reseñar que se detectaron por la inspección una serie de deficiencias que se detallan a continuación.
- Que en las dos últimas gamas ejecutadas en el año 2012 de mantenimiento eléctrico identificada como E-YT-4883 del inversor de clase número 3 de fechas de ejecución 18-19/05/2012, y la ejecutada en el inversor 2 en las fechas 25-27/05/2012 ambas de la unidad 2, la inspección constató que son literalmente fotocopias una de la otra.

- Que, a requerimiento de la inspección, se presentó a ésta, los documentos de la empresa contratista [REDACTED], que es la que realiza los mantenimientos de los inversores, y que son el soporte de la ejecución de las gamas en los inversores 2 y 3, realizadas en las fechas antes indicadas y cuyos técnicos de la empresa contratista son los que firman las gamas antes referidas. En ellas se puede observar que los valores recogidos en las hojas datos de cada uno de los inversores son distintos, lo que hace suponer que los mantenimientos se realizaron correctamente, y fue una mala trasposición de los resultados a las gamas (documentos oficiales de explotación).

Que la inspección indico a los representantes de la planta, que en los hechos antes descritos se cometió una trasposición inadecuada de los datos por los contratistas, cambiando solamente la fecha de ejecución a la gama realizada a distintos inversores y en distintas fechas añadiendo el sello de la empresa mantenedora a las gamas de la planta. Asimismo se produjo una deficiente falta de supervisión por los responsables de esta actividad de la Planta.

- Que el día 25/07/2013, dentro de la tercera fase de la inspección de componentes, se preguntó a los representantes de la planta si se había solicitado, por parte de CNA, aclaración oficial a [REDACTED] por el tema de la duplicidad de los formatos iguales, y si tenía una justificación al respecto.
- Que se mostro y entrego una copia a la inspección de la carta de la Empresa [REDACTED], la cual no lleva ninguna firma del responsable que lo avale, de referencia Ref. SR12ME28622PA (N/ Ref. M12-015) y de fecha Valladolid 19 de Julio de 2013; que es un análisis y explicación del error documental en revisión de inversores de tren durante la 20R2, donde se concluye que el error cometido se debió a que el original de la gama se rellenó con bolígrafo de tinta negra y a una equivocación de [REDACTED] en el momento de preparar la documentación del paquete de trabajo para entregar a CNA, adjuntando por error las gamas del Inversor III en el paquete de trabajo del Inversor II. En el histórico de que dispone [REDACTED] comprobaron que cada inversor tenía asociadas las gamas correspondientes, no pudiendo detectar el error en el momento de la realización del informe. Las medidas a adoptar propuestas por [REDACTED] para evitar equivocaciones de esta naturaleza en un futuro son: uso de tinta azul para rellenar los originales de las gamas, y realizar una doble verificación previa a la entrega de la documentación.
- Que también se detectó por la inspección entre las diversas gamas solicitadas y elegidas al azar que en muchas de ellas se incumplían los criterios de aceptación establecidos en las

SN

CONSEJO DE
 SEGURIDAD NUCLEAR

mismas, sin justificar ni motivar las discrepancias y cuyos valores obtenidos en las pruebas se dan por buenos sin más valoración y sin cuestionarse los resultados obtenidos. Este es el caso de los parámetros y gamas siguientes:

| Gama | Criterio de aceptación de la gama | Valor encontrado en la prueba | Fecha de ejecución |
|-----------|-------------------------------------|-------------------------------|--|
| E-YS-4882 | 116 a 120 Vc.a | 121,2 Vc.a | Presenciada por la inspección 03/07/2013 |
| E-YS-4883 | 115 a 135 V | 136,8 V | Presenciada por la inspección 03/07/2013 |
| E-YS-4882 | 116 a 120 Vc.a | 121,5 Vc.a | 13/12/2012 |
| E-YS-4882 | 115 a 135 V | 135,1V | 13/12/2012 |
| E-YT-4883 | Condensador C1 | Varios valores superados | 27/.6/2011 |
| E-YT-4883 | Medida de temperatura menor de 95°C | 98°C | 8/07/2011 |
| E-YT-4883 | 116 a 120 Vc.a | 122,4 V | 28/06/2011 |
| E-YR-4884 | Condensador C1 | Varios valores superados | 20/11/2012 |
| E-YR-4883 | Medida de temperatura menor de 95°C | 95°C | 3/12/2012 |
| E-YR-4883 | 116 a 120 Vc.a | 123,5V | 21/11/2012 |
| E-YT-4884 | Condensador C1 | Varios valores superados | 22/04/2008 |
| E-YT-4884 | Medida de temperatura menor de 95°C | 99°C | 28/04/2008 |
| E-YT-4884 | 116 a 120 Vc.a | 121,6 V | 23/04/2008 |
| E-YR-4884 | Condensador C1 | Varios valores superados | 29/11/2011 |
| E-YR-4884 | Condensador C15 fila 1 | 6.25 µF | 29/11/2012 |
| E-YR-4884 | TH1- 0.02 a 0.047 | 0.013 | 30/11/2010 |
| E-YT-4884 | Condensador C1 | Varios valores superados | 05/05/2009 |
| E-YT-4884 | 116 a 120 Vc.a | 122,9 V | 06/05/2009 |

- Que en el caso de las gamas que incluyen los valores de capacidad de los condensadores C1 (reserva de alimentación tarjeta de control de frecuencia) se da la circunstancia que los valores definidos en las gamas son erróneos, ya que se cambió de modelo de condensadores en el año 1997, sin que se hiciera el cambio de criterio de tolerancia en los

SN

**CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR**

valores de capacidad en las gamas afectadas. Reseñar que en los documentos y registros de la documentación de la empresa contratista y mantenedora de los inversores [REDACTED], los criterios establecidos para los valores de capacidad son discrepantes con el documento de recepción de condensadores de 29/10/1997.

- Que según se indicó a la inspección por los representantes de la planta, en la época en que se sustituyó el tipo de condensadores de los inversores en 1997, no existía ningún control administrativo del cambio como documentación de diseño, ni ningún tipo de análisis de repuesto alternativo; se hizo sin más soporte técnico que con esta documentación de recepción de los nuevos condensadores. La inspección indicó que estos criterios deben ser analizados y definidos por la ingeniería, tras lo cual deben modificarse los protocolos de datos de las gamas de pruebas.
- Que estos hechos ponen de manifiesto una evidente falta de control y fallos de los diversos filtros que deben analizar los resultados tras su ejecución de la prueba (gamas), ya que según se dijo a la inspección estas pruebas llevan la supervisión documental y de los trabajos, como mínimo, de un contramaestre y un técnico medio de mantenimiento eléctrico. Que en todos estos casos, y en las diversas pruebas aleatorias seleccionadas por la inspección fallaron totalmente todos estos filtros de control establecidos en el manual de Garantía de Calidad de la Planta.
- Que se solicitó por la inspección el día 25/07 un chequeo por parte de la planta para determinar una posible y más que fundamenta extensión de causa a otros componentes de seguridad, donde quizá se hayan producido hechos similares a los ocurridos en las gamas de todos los distintos mantenimientos. Es decir, gamas donde se incumplen los criterios de aceptación sin justificar, ni motivar las discrepancias cuyos valores se dan por buenos sin más valoración; así como posibles cambios de componentes sin ningún tipo de control ni justificación de diseño del cambio.
- Que el día 25/07 dentro de la tercera fase de la inspección de componentes, la inspección preguntó a los representantes de la planta si existía algún procedimiento administrativo de planta, de control y tratamiento de las gamas (en el que se definían, entre otras cosas, el tratamiento que se debe dar cuando se incumplen criterios). A juicio de la inspección, y así se transmitió a la planta, se debería realizar un informe justificando y valorando el incumpliendo en cada caso concreto, para verificar si pone en riesgo o no la operabilidad del componente. Los representantes de la planta indicaron a la inspección que no existía tal procedimiento, que valorarían su próxima edición, o bien identificar un apartado concreto en las gamas que dé respuesta a esta cuestión, así como su tratamiento concreto; y además cambiarían la filosofía de la toma de datos de los parámetros obtenidos en las pruebas, una vez consultado el fabricante, para definir lo que son unos claros criterios de aceptación, de lo que se podrían denominar como valores orientativos que no condicionan el resultado de la aplicación de la gama.
- Que a la vista de lo manifestado en los apartados anteriores, se transmitió a la planta por la inspección, la necesidad de modificar las gamas afectadas (y por extensión a otros componentes) con el fin, entre otros, de definir los valores correctos en cada caso de los criterios de aceptación, y que estos criterios estén suficientemente soportados y coincidan con la base de diseño de la planta.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que en lo que respecta a la revisión aleatoria de varios de los resultados últimos del Procedimiento de vigilancia de operación OP1-PV-08.03 revisión 11, cabe indicar que la inspección chequeo los últimos procedimientos de vigilancia (en adelante, PV) donde se verifica el inversor de clase, e identificado como OP1-PV-08.03 revisión 11 de fecha de aprobación 15/01/2007, titulado "operabilidad de las barras de distribución de corriente alterna a los servicios de la planta", cuyo objeto es el de demostrar que las barras de distribución de alimentación eléctrica en corriente alterna y las unidades enfriadoras de emergencia de las salas de interruptores son operables y están energizadas de la forma especificada, verificando que la alineación de los interruptores y la tensión en las barras son las correctas para cumplir las exigencias de las vigilancias 4.8.2.1 y 4.8.2.2.

- Que del chequeo de los varios protocolos de pruebas seleccionadas por la inspección al azar, y relativos a algunas ejecuciones del procedimiento de operación OP1-PV-08.03 Revisión: 11, se ha detectado que el valor de tensión en las barras/componentes es superior al establecido en los criterios de aceptación, pero las pruebas se habían dado por buenas, sin ningún comentario o aclaración justificativa, lo que en principio no parece aceptable. Este es el caso de las pruebas realizadas los días 24/06/2013 (1- CA. Tren A); 17/06/2013 (2- CA. Tren A); 24/06/2013 (2- CA. Tren A); 17/06/2013 (1- CA. Tren A).

Que el criterio de aceptación establecido en el procedimiento OP1-PV-08.03 Revisión: 11 es que las lecturas tomadas estarán entre y $118V \pm 2\%$ (entre 115,64 V y 120,36 V). Los valores que se obtuvieron en las pruebas son del orden de 121 V, superior a lo establecido en el PV. La inspección también indicó que la supervisión y el control de los protocolos de prueba fallaron en todos los casos.

- Que el día 25/07/2013 dentro de la tercera fase de la inspección de componentes, se pusieron de manifiesto estos hechos descritos, y los representantes de la planta asumieron y aceptaron que existía un claro error en la definición del criterio de aceptación en el procedimiento de operación OP1-PV-08.03 Revisión: 11, que se venía manteniendo desde hacía tiempo, pero que sería subsanado con la mayor brevedad posible, revisando el procedimiento de prueba.
- Que también el día 25/07, la inspección solicitó a CNA aclaración sobre la posible existencia de exigencias de vigilancia de ETF (P.V.) que remitan parte de su ejecución a las gamas de mantenimiento eléctrico de calibración o pruebas de componentes. Los representantes de la planta aseguraron a la inspección que esta hipótesis, antes indicada, no se producía en ningún caso en el área eléctrica.
- Que la inspección revisó la calificación sísmica del inversor AR-1-I-3. Dicho equipo se había calificado mediante ensayo. Se mostraron a la inspección el procedimiento de ensayo de referencia 79011102 y el informe de calificación, de referencia 790187, ambos desarrollados por la empresa [REDACTED] r. Según se indica en el informe, el equipo ensayado es un convertidor estático de 7,5 kVa y se ejecutó según la norma IEEE 344 del año 1975. Se habían realizado cinco ensayos con una excitación envolvente para el nivel de OBE correspondiente a la ubicación del inversor y seguidamente uno con nivel de SSF. Los ensayos mencionados se habían llevado a cabo en cada una de las cuatro direcciones principales. En el informe se concluye que el equipo no sufrió fallos ni deterioros estructurales antes, durante o después del test.

2. En relación con las bases de diseño de la instrumentación de nivel en GV

- Que se procedió a inspeccionar los aspectos relacionados con la verificación y calibración de la instrumentación de medida de nivel en los GV tanto asociada al disparo reactor como a la actuación de las salvaguardias y vigilancia post-accidente.
- Que existen tres canales de medida de rango estrecho por GV que tienen asociadas las funciones de disparo y actuación de salvaguardias y medida post-accidente, así como un canal adicional de rango ancho en cada GV que no tiene funciones asignadas de disparo del reactor ni de actuación de salvaguardias, utilizándose para el control de nivel de los GV a bajas potencias y para la medida del nivel en ciertas fases accidentales. Los transmisores de nivel de rango ancho son objeto de vigilancia al pertenecer al sistema de instrumentación de parada remota y post-accidente, cuyas EITF, 3.3.3.5 y 3.3.3.6, respectivamente, son aplicables en los modos 1, 2 y 3 de operación.

Que la inspección comprobó los puntos de tarado (Setpoints, SP) con que intervienen los transmisores de rango ancho en los procedimientos de operación de emergencia, correspondiendo a los parámetros N.01 [N.02] (I'R-H.5, paso 4) y X.01 [X.02] (I'R-H.1, pasos 2, 8 y 19) de las guías de referencia Emergency Recovery Guides (ERG), establecidos para Almaraz en 10% [26%]. Que el titular explicó que para la determinación de estos SP se utilizan hipótesis conservadoras, como la temperatura de saturación correspondiente a la máxima presión esperada en contención de 0.28 Kg/cm² (106.9°C) o la máxima presión en secundario de 90 Kg/cm².

- Que los canales de nivel de agua en los GV se basan en un sistema de medida por medio de transmisor de diferencia de presión compensada que establece una señal de respuesta en porcentaje (0 al 100%) del llenado.
- Que se indicó que los diferentes valores de los tarados de actuación del disparo y salvaguardias están basados en una metodología que tiene en cuenta la incertidumbre de medida asociada al transmisor de presión así como el resto de componentes asociados al canal de medida de nivel del GV.
- Que los documentos donde se describen y justifican los valores finales son el WENX 98-23 Rev.2 para la medida en rango ancho y el WENX 99-10 Rev.4 para rango estrecho, documentos elaborados por [REDACTED] para CNA teniendo en cuenta sus características.
- Que el titular indicó que los documentos mencionados tienen como información de partida los valores calculados por ingeniería y descritos en otros documentos que dan soporte a los análisis de accidentes y considera la necesaria actuación de los sistemas de disparo y salvaguardias, así como al tiempo de respuesta máximo.
- Que el titular indicó que la metodología que aplica y que es referenciada en ambos documentos WENX es la establecida en la norma ISA 67.04-1994 "Setpoints for Nuclear Safety-Related Instrumentation".
- Que, para examinar un ejemplo en el caso de medida de nivel con el rango estrecho, el titular mostró a la inspección el documento WENX 99-10 Rev.2 y se observó que tiene establecido en su Tabla 3.10 los diferentes parámetros individuales con sus estimaciones de incertidumbres y la estimación global denominada "[REDACTED]".

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que se observó, para la actuación de disparo de reactor en caso de aporte en rotura de línea, que el resultado calculado para el "████████████████████" es de 9,47% del span.
- Que el ██████████ considerado es el 5,6% del span y que teniendo en cuenta que el punto nominal del tarado de disparo es 17,6% implica que el margen máximo tolerable es de 12% permitiendo un margen de conservadurismo de 2.53% del span.
- Que, para examinar un ejemplo en caso de medida de nivel con el rango ancho en relación con algún valor que se utilice durante la gestión de emergencia, el titular mostró a la inspección el documento WENX 98-23 Rev2.
- Que en dicho documento se observó el valor establecido de 10% del span para el parámetro identificado como "N.01" correspondiente al nivel en generador de vapor en rango ancho, incluyendo los márgenes del canal en condición normal (3.43%) y los errores de proceso de la columna de referencia (6.55%).
- Que el valor de deriva del sensor ("sensor drift") de los transmisores de diferencia de presión utilizado en el WENX 99-10 Rev 4 es $\pm 1.2\%$ del span.
- Que para el seguimiento de las derivas de los tarados se utiliza el procedimiento ICN-ES-15 rev.3 "Seguimiento de las derivas en los tarados de las funciones de seguridad".
- Que la inspección comprobó que dicho procedimiento tiene una instrucción general que establece como límite máximo de la deriva aquellos que han sido establecidos en el documento WENX 99-10 Rev3.
- Que a requerimiento de la inspección el titular aportó los formatos impresos de las hojas Excel de seguimiento de derivas correspondientes a la última recarga de la Unidad I asociados a los tarados de funciones de seguridad de los tres canales asociados a la Protección I.
- Que el valor límite de deriva en tarados de las funciones de seguridad de disparo de reactor por bajo nivel y disparo de turbina por alto nivel está establecido en 0,5% del span en todos los formatos y que los resultados obtenidos de deriva en el tarado son inferiores a dicho valor.
- Que el titular aportó unas hojas Excel adicionales, no asociadas al anterior procedimiento, en el que se realiza el seguimiento de deriva en la calibración de todos los transmisores de presión correspondiente a las tres señales de Protección (I, II y III).
- Que el valor límite de deriva de los transmisores establecido en todos los formatos aportados es 1,2% del span y que los resultados obtenidos de máximo error absoluto entre calibraciones son inferiores a dicho valor.
- Que el titular indica que en relación al tiempo de respuesta del sistema de disparo del reactor y actuación de las salvaguardias se realiza de acuerdo a las exigencias de vigilancia establecidas en ETE.
- Que el tiempo máximo admisible establecido de disparo del reactor por bajo nivel en GV es de 2.0 s. y el de disparo de turbina por alto nivel es de 2.5 s.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que el método aplicado está basado en la medida y suma de tiempos de tres elementos: sensor, la analógica/lógica y la actuación de los elementos finales que forman parte del canal de protección.
- Que el método de medida del tiempo de respuesta del transmisor de diferencia de presión es mediante un método de medida remota basada en el análisis de ruido.
- Que, a solicitud de la inspección, el titular explicó que en recarga se prueba toda la cadena de instrumentación, desde los propios transmisores de nivel hasta los canales analógicos del Sistema de Protección del reactor (SPR, armarios W7300), incluyendo la comprobación de los puntos de tarado de actuación del Sistema de Protección de Estado Sólido (SSPS). Que, con las excepciones de los sensores de temperatura (RTD) del RCS y de los transmisores de presión de la contención, la prueba de los transmisores es similar en todos los casos, probando toda la cadena integrada de tiempos de respuesta sobre una base escalonada (en cada recarga, un canal por tren). La prueba de la parte analógica contempla desde la generación de la señal en el sensor hasta la energización de las bobinas de los interruptores de disparo del reactor, a lo que posteriormente se añade el tiempo de actuación de estos interruptores -si se trata de un canal de disparo del reactor- o el tiempo hasta la activación de los relés de los equipos -si se trata de un canal de actuación de salvaguardias; posteriormente se suma la actuación final del equipo y el retardo correspondiente al GD y al Secuenciador, cuando aplique.
- Que el titular explicó sobre diagramas funcionales y de bloques la lógica asociada a los transmisores de nivel de rango estrecho, incluyendo las diversas señales y actuaciones asociadas: el disparo de la turbina y el aislamiento de agua de alimentación por alto nivel en los GV y el arranque del AF por bajo nivel, mostrando también la lógica de arranque de las motobombas por bajo nivel en 1/3 GV y de la turbobomba por bajo nivel en 2/3 GV
- Que a requerimiento de la Inspección el titular aportó los formatos correspondientes a la medida del tiempo de disparo del reactor por bajo nivel en GV en Tren A de la Unidad 1
- Que los resultados aportados de tiempos totales para los sensores L-475/485/495 (Protección II) son inferiores a 2 s.
- Que a requerimiento de la Inspección el titular aportó los formatos correspondientes a la medida del tiempo de disparo de turbina por alto nivel en GV en Tren A de la Unidad 1.
- Que los resultados aportados de tiempos totales para los sensores L-475/485/495 (Protección II) son inferiores a 2.5 s.
- Que el titular proporcionó el registro de ejecución del IC1-PV-25 correspondiente a la calibración de nivel de agua en generadores de vapor en rango estrecho realizado sobre la Unidad 1 entre 16/11/2012 y 12/12/2012.
- Que a su vez el titular adjuntó sobre dicho registro los resultados de calibración de los transmisores basados en un formato diferente a los establecidos en la gama.
- Que según se manifestó a la inspección a preguntas de esta, en mantenimiento eléctrico en ningún caso se produce que un PV remita parte de su ejecución a una gama (por ejemplo calibración de algún relé de mínima tensión), aunque quedaron en confirmarlo e informarían al CSN en caso contrario.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que en el transcurso de esta tercera fase de la inspección, se preguntó a los representantes de la Central sobre algunos aspectos de los registros de calibración de transmisores, previamente enviados por mail a la Central para su conocimiento.
- Que en la tercera fase de la inspección se solicitó aclaración sobre aspectos de los registros del PV (IC1-PV-25) cumplimentados y facilitados a la inspección en la primera fase de la misma y ejecutado por la Central entre las fechas 16/11/2013 a 12/12/12 asociadas al nivel de GV, y se comprobó que:
 - Los registros (hojas de calibración de los trasmisores) cumplimentados adjuntos no corresponden a los anexos incluidos en la gama C-SR-0924 Rev.1.
 - Que para ambos registros no se localiza la identificación y cumplimentación de los criterios de aceptación de la gama Sección 11 pagina 9 (que a su vez es el del PV). Se indicó a la inspección que el criterio de aceptación se detalle con un sello (tampón) inscrito en la gama, que está fundado en un instrucción del departamento de I&C, en función del tipo y características del transmisor.
 - Los anexos de la gama no indican los equipos patrones utilizados y carece de un espacio para firmas.
 - Que en algunas de la hojas de datos como por ejemplo la hoja 47 indica superación de la tolerancia del valor deseado, que indica que ha de ser un +/- 2%, cuando lo que quiere significar es un +/- 2 .

3. En relación con la base de diseño del sistema de agua de servicio esencial (SW) y la resistencia al sismo del sistema de limpieza Taprogge:

- Que con respecto al sistema de limpieza de tubos de los intercambiadores de calor del SW/CC (Taprogge), la Inspección se centró en el impacto que pudiera tener una hipotética rotura de las tuberías de dicho sistema en el cumplimiento de la función de seguridad del SW.
- Que el motivo para incluir dicho sistema como objeto de la inspección había sido la emisión de dos sucesos notificables (uno para cada unidad) de CNA tras analizar la Information Notice emitida por la NRC (IN 2012-01 'Seismic Considerations-Principally Issues Involving Tanks'). Que dicha IN trataba acerca de la inoperabilidad de sistemas sísmicos conectados a sistemas no sísmicos. Que CNA había realizado una extensión de condición en la que identificaba ocho casos adicionales a los analizados originalmente, entre los que se encontraba la interconexión entre el Taprogge y las líneas de descarga del SW.
- Que de acuerdo con la norma ANSI/ANS 51.1-1983 "Nuclear Safety Criteria for the Design of Stationary Pressurized Water Reactor Plants", que es base de licencia de CNA, la conexión entre un sistema clase nuclear 2 o 3 y uno no clase no debe hacerse a través de una válvula manual normalmente abierta. En aquellos casos en los que la interfase no disponga de válvulas de aislamiento, el fallo de cualquier componente de menor clase no debe suponer pérdida de la función de seguridad.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que, según se informó a la Inspección, las líneas de retorno e impulsión del sistema Taprogge están calificadas sísmicamente únicamente hasta las válvulas manuales de aislamiento SW-1/2-3104A/B y SW-1/2-3101A/B (incluyendo las válvulas).
- Que el titular explicó, a solicitud de la inspección, el alcance y contenido de los análisis de capacidad de los sistemas de refrigeración de componentes (CC) y SW, con el fin de identificar los parámetros impactados por la hipotética rotura de las líneas del sistema de limpieza de los tubos de los cambiadores de calor. Dichas líneas se encuentran con las válvulas de aislamiento constantemente abiertas para permitir el funcionamiento del sistema de limpieza que, si bien no está en continuo funcionamiento, sí está permanentemente alineado, con la consecuente exposición al riesgo de rotura de la parte no calificada en caso de sismo.
- Que el titular manifestó que dicho alineamiento responde a la necesidad de realizar una limpieza intensiva y frecuente de los cambiadores en el caso de CNA, a lo que la inspección indicó que el RV 4.7.4.1.c ofrece la posibilidad de realizar limpiezas puntuales de los cambiadores al menos una vez cada siete días o de realizar una vigilancia diaria de la temperatura del agua a la salida del cambiador, como alternativa a mantener las líneas del Taprogge permanentemente abiertas.
- Que el titular manifestó que esta estrategia no es factible en operación normal, debido al insuficiente salto térmico en el cambiador para medir fiablemente su eficiencia, siendo válida durante las paradas, cuando la diferencia de temperatura es mayor.
- Que la Inspección indicó que, de no modificarse la actual estrategia de limpieza de los cambiadores, será necesario que CNA confirme fehacientemente la resistencia al sismo de las líneas del Taprogge para poder continuar la operación con las válvulas del sistema permanentemente abiertas.
- Que, según indicó CNA, se ha analizado el impacto de la rotura de la tubería no calificada en la parte nuclear. Se mostró la carta de EEAA dirigida a CNA, EA-ATA-013242 del 14 de Mayo de 2013, en la que se referencian una serie de cálculos realizados que permiten afirmar que dicha rotura había sido analizada desde el punto de vista de integridad de la parte calificada y de impacto en los accidentes de diseño, concluyendo que es aceptable y no compromete la capacidad del sistema para cumplir con los requisitos de diseño.
- Que, a continuación, la Inspección se interesó por alguno de los documentos que aparecían referenciados en la anteriormente citada carta.
- Que se mostró a la Inspección el documento 01-1-F-A-01201 "Informe sobre cambio de soportado del sistema SW" con fecha de 06/06/06. Contrariamente a lo indicado en la carta EA-ATA-013242, donde se indicaba que en este cálculo se demostraba la integridad de las líneas clase ante la rotura de las líneas no calificadas, el objeto era comprobar que las líneas no calificadas cumplían satisfactoriamente los requisitos del Código ASME NC-3600 (Clase nuclear 2). Los representantes del Titular no pudieron aclarar qué motivó la realización de dicho cálculo, que databa del año 2006. Entre las líneas comprobadas en la unidad de análisis se encontraban las correspondientes a las de retorno e impulsión del sistema de limpieza de tubos. No obstante, se detectaron una serie de erratas en la identificación de los tramos tanto en el informe como en el diagrama de tubería (1E1). La Inspección comprobó que la metodología adoptada, la consideración de solicitaciones, combinación de cargas y tensiones, aceleraciones y cargas en tobera resultantes cumplen

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

con los procedimientos exigibles y normativa aplicable. Según se informó, no existía un criterio acerca de la flecha máxima admisible aunque se adopta la buena práctica de que sea menor de 3mm. No existe constancia documental de que se haya comprobado la validez de los soportes para las cargas máximas obtenidas.

- Que la Inspección manifestó que únicamente con los resultados del informe 01-1-F-A-01201 no se puede garantizar la integridad estructural del sistema Taprogge, ya que faltaría la comprobación de equipos como la bomba de recirculación y el captador y esclusa, la dedicación de los materiales utilizados en la fabricación de la tubería y la comprobación del soportado.
- Que en el momento de la inspección no se pudo localizar la documentación relativa a la calificación sísmica de las válvulas de aislamiento de entrada/salida del sistema de limpieza de tubos del cambiador de calor de esenciales.
- Que se resume a continuación la información proporcionada por el titular a las preguntas de la inspección sobre una hipotética rotura en las líneas no sísmicas del sistema Taprogge su impacto en la funcionalidad del conjunto SW/CC:
 - El titular explicó que la base de licencia de CNA incorpora los análisis de funcionalidad de los sistemas SW y CC realizados para el aumento de potencia del 110%, donde se tienen en cuenta las diversas posibilidades de descarga al embalse de Arrocampo y/o a la balsa de esenciales (aliviadero/aspersores), así como los posibles escenarios de accidente con la máxima demanda en la capacidad de refrigeración del SW (una unidad en LOCA y la otra en parada en modo de enfriamiento controlado hacia disponible caliente). Dichos resultados, contenidos en los informes 01-CM-54228/9/30/31, muestran la evolución de la temperatura del agua de estos sistemas durante 30 días, destacando lo siguiente:
 - ✓ En todos los casos analizados, en la unidad con LOCA se supera la temperatura máxima de salida del agua de componentes contemplada en la base de diseño de 105°F (40.5°C), siendo en el caso peor (LOCA en una unidad, 1 tren, la otra unidad parada con el mismo tren en funcionamiento, descarga a Arrocampo) de 119.6°F (49°C) en la unidad LOCA (pico de duración limitada que a las 24 horas baja de 105 °F) y de 106.46°F en la unidad parada, valor que se mantiene durante casi durante todo el segundo día (desciende a las 96 horas al reducirse la carga térmica evacuada al UHS).
 - ✓ En todos los casos se ha supuesto que la temperatura inicial del SW es de 95°F (35°C), de acuerdo con su base de diseño. Cabe indicar que el pico se produce en el primer día, a las 18 horas, coincidente con la puesta en marcha del RHR y que no se prolonga más allá de 24 horas.
 - ✓ Respecto al impacto en los equipos refrigerados por estos sistemas, el titular justifica que los incrementos de temperatura en las salas están dentro de los márgenes de vida calificada (informes 01-FM-054010, 01-FE-0022 y 01-FI-0014, no disponibles durante la inspección), contemplando las unidades enfriadoras de las salas de los GD, de la SC, de las bombas del CC, del CVC, del RHR, del SP y del AF, aunque no se contemplan los intercambiadores del motor ni los propios cambiadores de calor del RHR y del SP. La temperatura en las salas supera en algunos casos la máxima de diseño de 50°C, aunque según el titular existen amplios márgenes en la cualificación ambiental de estos

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

equipos, sin precisar cuáles son estos márgenes.

- Que la valoración del titular sobre la hipotética rotura en las líneas del Taprogge considera que el impacto de la pérdida de caudal a través de la rotura es despreciable en cuanto al inventario de agua almacenada en los embalses (Arrocampo y embalse de esenciales), dado el gran volumen de los mismos. Que, asimismo, se considera que la rotura no tendría impacto en la temperatura del SW ni en el caudal del CC y que tampoco se verían afectados los equipos de refrigeración de los GD.
- Que, por lo tanto, el impacto valorado por el titular es el producido por la pérdida de caudal hacia los cambiadores del SW/CC y el consecuente incremento de la temperatura del agua de refrigeración de componentes y que en esta valoración se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:
 - El alineamiento de la descarga del SW a la balsa de esenciales sólo es admisible en invierno para su consideración como sumidero final de calor. En verano el alineamiento preferente es descargando simultáneamente al túnel de circulación y a la balsa a través del dique (aliviadero) preferentemente, aunque alternando con una cierta frecuencia a través de los rociadores con el fin de optimizar el enfriamiento del agua vertida a la balsa y evitar los problemas bacteriológicos asociados al estancamiento del agua en los conductos de rociado.
 - Para maximizar el caudal de fuga se postula el alineamiento de 1 bomba del mismo tren por cada unidad, una en LOCA y otra en parada. Este alineamiento propicia un mayor caudal de fuga al descargar las dos bombas del mismo tren de ambas unidades en el mismo colector.
 - El alineamiento de la descarga a Arrocampo se considera más conservador al haber más pérdida de carga y, por tanto, más pérdida de caudal.
 - Para maximizar el impacto en la eficiencia del cambiador de calor se supone una rotura franca en la tubería aguas arriba del cambiador, más limitante que la rotura en la tubería aguas abajo. La rotura se postula tras la válvula de aislamiento del sistema, de modo que no sea aislable.
- Que el informe de EIAA 01-C-M-01878, de junio 2013, muestra los caudales obtenidos a través de los cambiadores SW/CC para las diversas combinaciones analizadas, postulando una rotura en el sistema Taprogge coincidente con el accidente LOCA. El peor caso se produce, para ambas unidades, en el escenario de rotura simple en uno de los trenes, alineada la descarga a Arrocampo, con un caudal de 11554.2 gpm, frente a los 12770 gpm requeridos. Para la rotura doble, a ambos lados del cambiador, el caudal obtenido de 11968.6 gpm también está por debajo del requerido. Los resultados correspondientes al escenario de rotura con descarga a la balsa de esenciales muestran un caudal muy ligeramente por debajo del requerido. Para la rotura en los dos trenes alineados, uno de cada unidad, el caudal obtenido está por encima del requerido.
- Que el impacto de la pérdida de caudal hacia los cambiadores como consecuencia de estos escenarios de rotura, se han analizado en la edición 1 de los informes anteriormente elaborados por el titular, 01-CM-54228/9/30/31 (Anexo 11.1 "Estimación de la influencia de una hipotética rotura y no aislamiento de la conexión del sistema Taprogge durante el accidente", concluyendo que el incremento de temperatura en el CC, en el peor caso, es de 1.66°F (0.9°C) en la unidad LOCA y de 0.8°F (0.4°C) en la unidad en parada.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que el impacto sobre los equipos de salvaguardias como consecuencia de este incremento de la temperatura del CC, es explicado por el titular como sigue:
 - Los GD no resultan impactados al ser refrigerados mediante una conexión aguas arriba de la rotura, directamente por el SW, cuya temperatura no se ve prácticamente afectada.
Las unidades enfriadoras de la SC, refrigeradas por el CC, se consideran no impactadas, ya que pueden alinearse a la unidad en parada.
 - Se produciría una ligera disminución en el rendimiento de los aspersores de la balsa y un aumento de 0,1 °C en la temperatura del UHS (anexo 12.1 al informe 01-CM-54229 Ed1).
 - El impacto en los equipos de salvaguardias se estima suponiendo conservadoramente un incremento en la temperatura de las salas donde se ubican similar al experimentado por el agua de refrigeración de componentes, lo que supone una nueva reducción del margen de cualificación ambiental que, según el titular, resulta admisible en base a los márgenes de cualificación disponibles según los documentos 01-FE-0022 y 01-FI-0014, aunque sin especificar la cuantía de estos márgenes.

Que el titular se comprometió a informar al CSN sobre las referencias que hayan sido elaboradas al objeto de documentar estas conclusiones, considerándose aceptable para tal fin el trámite del acta de inspección y señalando la inspección la necesidad de incluir también en estos análisis el impacto de la rotura del Taprogge en la refrigeración de los cambiadores de los motores de las bombas de salvaguardias y en los propios cambiadores del RHR y del SP, así como la determinación de los márgenes de cualificación ambiental de los equipos en las salas refrigeradas por los cambiadores del SW/CC.

- Que, respecto al comportamiento hidráulico de las bombas del SW y su posible entrada en runout en las configuraciones que pudieran comprometer su fiabilidad ante la rotura de las líneas del Taprogge, el titular indicó que en el peor escenario de los analizados el caudal total, descargando a Arrocampo, es de 15951gpm, inferior al de runout de 17830 gpm, de acuerdo con la [REDACTED] Data Sheet, mostrada a la inspección. Sin embargo, la inspección señaló que éste sería el caso crítico desde el punto de vista térmico pero no hidráulico, siendo necesario analizar este aspecto.
- Que, sobre este particular, el titular explicó que con la descarga simultánea a la balsa de esenciales y a Arrocampo las válvulas manuales de descarga de las bombas (SW-1-502/4 y SW-2-518/9, respectivamente para las unidades I y II) se posicionan estranguladas, con el fin de evitar problemas hidráulicos, en posiciones que se determinaron durante la prueba del 20 de mayo de 2004, tras la implantación de los aspersores y el cambio de los impulsores de las bombas del SW, con ocasión del licenciamiento del aumento de potencia.
- Que se mostró a la inspección el informe de EFSA, 01-FM-0469, Jun. 2004 "Informe de las pruebas de ajuste de posición sin cavitación de las válvulas de descarga de las bombas del sistema SW en el alineamiento simultáneo hacia el aliviadero del ESW y Arrocampo, en operación normal", verificando que se habían probado todas las bombas, individualmente y en paralelo con el mismo tren de la otra unidad. La posición determinada para las válvulas

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

fue (unidades I/II) de 48%/55% (tren A), 50%/56% (tren B), y 51% para la bomba común.

- Que, sobre los medios establecidos por el titular para controlar la estrangulación de las válvulas a la descarga de las bombas del SW, se mostró a la inspección el procedimiento OI-AT-M-0024, así como la instrucción de operación OP-IA-37 y el control administrativo del enclavamiento en esta posición, de acuerdo con el RV 4.7.4.1.a, por el que se verifica su posición cada 31 días. Que la inspección comprobó posteriormente en campo que la posición se identifica como una marca en ángulo sobre el valor determinado de apertura.
- Que, por otro lado, la instrucción POA-X-SNROT-1, aplicable en caso de sismo, contiene en el subapartado f la verificación del aislamiento de las líneas del Taprogge y en su paso 6 la verificación de que la descarga del SW no está alineada al túnel de circulación. Que en esta POA la columna de "respuesta no obtenida" está vacía, aunque el titular explicó que, de acuerdo con el documento de reglas de uso de los POE, VERIFICAR debe interpretarse como ACTUAR, ante una verificación negativa. Que el titular indicó que este procedimiento aún no está validado, explicando que está dentro del alcance de la acción del PAC, ES-AL12/548/7, con fecha de cierre el 20-12-13.
- Que la Inspección comentó que en el RIS 2005-20 la NRC no considera apropiado dar crédito a las acciones manuales como medida compensatoria para no declarar inoperable un sistema. Que el establecimiento de acciones manuales para el cumplimiento de una función de seguridad especificada debe estar incluido en las bases de licencia de la instalación.
- Que durante la tercera fase de la inspección, y de acuerdo con la agenda remitida al titular, se aportó información adicional sobre las características de resistencia al sismo del sistema Taprogge y sobre el impacto de la rotura no sólo en la eficiencia térmica del cambiador de calor y en los equipos refrigerados por él, sino también en el comportamiento hidráulico de las bombas del SW, como se resume a continuación:
 - Que el titular confirmó no disponer de un análisis de sismicidad de las líneas del Taprogge ni haber documentado el soportado de las mismas.
 - Que, respecto al comportamiento hidráulico, el titular manifestó haber analizado la rotura del Taprogge contemplando los posibles alineamientos y teniendo en cuenta el grado de apertura de las válvulas de descarga de las bombas, conforme a las instrucciones de operación IA-37 e IA-37(bis). Que el peor escenario resultante ha sido el correspondiente a la descarga simultánea al embalse de Arrocampo y a la balsa de esenciales, lo que implica un funcionamiento con las válvulas de descarga en posición estrangulada. Que en este escenario se considera una curva degradada de las bombas del sistema.
 - Que en dicho escenario se ha obtenido un caudal máximo de 4332 m³/h, que, aunque es superior al límite de estabilidad proporcionado por el fabricante (4200-4300 m³/h), es muy cercano al máximo observado durante las pruebas realizadas tras el cambio de rodetes de 4305 m³/h, durante las cuales las bombas mostraron un comportamiento normal. Con esto datos, el titular manifiesta considerar garantizado

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

el funcionamiento de las bombas y, por tanto, el suministro del caudal requerido en todo momento a los cambiadores de calor.

- Que, al respecto de lo anterior, la inspección señaló que resultaría necesaria una justificación adicional, teniendo en cuenta que el caudal como consecuencia de la rotura del Taprogge es superior al máximo conseguido en las pruebas mencionadas y, en todo caso, superior al máximo garantizado por el fabricante. No habiendo más datos adicionales, es necesario sustentar la validez de la argumentación en el juicio de expertos indicado y documentarlo adecuadamente.
- Que el titular se comprometió a incluir estos argumentos en el análisis hidráulico mencionado en los puntos anteriores, así como a remitir al CSN el informe correspondiente, que en el momento de la inspección se encontraba en fase de borrador.
- Que, respecto al impacto de la rotura en los equipos refrigerados por el cambiador, el titular mostró a la inspección el borrador del informe de EEAA, 01-F-M-00910 Ed.1, 24-7-13 “Análisis cumplimiento temperatura diseño equipos refrigerados por el sistema CC en caso de accidente”, que toma como datos de entrada los anteriores análisis realizados al respecto, consistentes con la actual base de licencia del titular:
 - ✓ La máxima temperatura del SW y CC se obtiene al considerar Arrocampo como UHS.
 - ✓ La máxima temperatura del SW es de 94.5°F, inferior a los 95°F considerados en el sumidero final de calor al inicio del accidente.
 - ✓ La máxima temperatura del CC es de 119.6°F, superior a los 105°F durante 13 h.
- Que la rotura postulada no aislable en las líneas del Taprogge conduce a un incremento en el pico de temperatura del CC que en el peor caso es de 1.66°F (0.66°C), dato ya presentado por el titular en la anterior fase de la inspección y cuyo impacto en los equipos se evalúa como sigue:
 - ✓ La temperatura de diseño de los cambiadores del SP y del RHR son, respectivamente, de 225°F y 200°F, muy superiores a las máximas esperadas a la salida de dichos cambiadores. Sin embargo, no se valora el impacto del aumento de la temperatura de estos sistemas sobre la temperatura y presión de pico en la contención.
 - ✓ En lo que respecta al cambiador de calor que enfría el sello mecánico de las bombas del RHR, el informe señala que la temperatura máxima admisible de refrigeración es 130 °F, superior a la esperada en el agua de componentes en este caso.
 - ✓ Los enfriadores de aceite de los cojinetes y del multiplicador de velocidad de las bombas de carga rebasan su temperatura máxima admisible de 120 °F, considerando el titular que la temperatura más limitante sería la del aceite de lubricación, que se estima estaría aún 25°C por debajo de la máxima recomendada. Que esta estimación se basa en un anterior análisis realizado para estos equipos, considerando una temperatura del CC de 120.6 °F, ligeramente inferior a la que se alcanzaría en el caso de rotura, de 121,26 °F.
 - ✓ En la documentación de diseño no se especifican las temperaturas máximas

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

admisibles para la refrigeración del aceite de lubricación de las bombas de SP, si bien se indica que podrían funcionar hasta 15 horas sin agua de refrigeración, en condiciones de diseño.

- ✓ El resto de los equipos se encuentran dentro de sus bases de diseño.
- ✓ En lo que respecta a la refrigeración de los enfriadores de aire de las salas de equipos de salvaguardias, la inspección señaló que, aun sin postular la rotura del Taprogge, en algunos casos se supera la temperatura de diseño de 50°C. El impacto de la rotura se estima considerando el mismo incremento en la temperatura de la sala que la experimentada por el sistema CC. El titular considera que, incluso con este incremento, existe margen suficiente para la cualificación ambiental de los equipos, al respecto de lo cual la inspección señaló la necesidad de cuantificar los márgenes disponibles, especialmente cuando los equipos mecánicos ven superados sus propios parámetros de diseño, como es el caso de las bombas de carga y del SP.

Que el titular se comprometió a remitir al CSN el mencionado informe, 01-F-M-00910 Ed.1, una vez editado en su versión oficial, incluyendo las justificaciones y juicios de ingeniería aportados durante la inspección, e incluyendo una valoración del impacto en el pico de temperatura y presión de la contención, como resulte de la aplicación del código GOTHIC con las condiciones de temperatura correspondientes a este escenario.

Que asimismo, la inspección manifestó la necesidad de realizar un análisis de condición no conforme, de acuerdo con la guía UNESA CEN-22, en cumplimiento con la IS-21 en su apartado Noveno, de forma que se justifique la validez de las acciones establecidas por el titular para aislar cualquier rotura en el sistema Taprogge, justificando la capacidad de los sistemas SW y CC para hacer frente a un sismo como suceso iniciador.

4. En relación con la base de diseño de la línea de descarga del SW al canal de circulación:

- Que el motivo de inclusión de la tubería de descarga del SW al túnel de circulación en la agenda de inspección era el mismo por el que se había incluido el sistema de limpieza de tubos del cambiador de calor del SW, centrándose la Inspección en el impacto que pudiera tener una hipotética rotura de estas tuberías en el cumplimiento de la función de seguridad del SW.
- Que la Inspección solicitó al titular información sobre las líneas de descarga del SW al túnel de circulación, cuyos tramos de 30" a continuación de las válvulas de aislamiento de las líneas, HV-3609/10/11/12, no son sísmicos.
- Que dichas válvulas son motorizadas y de mariposa, de accionamiento manual/local/remoto y se alimentan de barras de salvaguardias, aunque no reciben señal de actuación automática.
- Que el titular explicó que en operación normal la descarga del SW está alineada a Arrocampo, mientras que en caso de sismo esta descarga se cierra, bien desde SC, bien

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

desde el PPR, maniobra contemplada en el paso 6 del ya citado procedimiento POA-X-SNROT-1 Rev.0, aún sin validar por el titular.

- Que el titular manifestó no disponer de un análisis del comportamiento hidráulico de las bombas del SW frente a la rotura en caso de sismo, por lo que se comprometió a incluirlo dentro del alcance del análisis que se está realizando conforme a la mencionada acción del PAC ES-AL12/548/7, al objeto de confirmar que no se alcanzarán puntos de funcionamiento de las bombas del SW que cuestionen su fiabilidad en los posibles casos de rotura de las tuberías del túnel de descarga, incluyendo las configuraciones más desfavorables de número de trenes alineados, posición de válvulas de descarga de las bombas y descargas simultáneas abiertas; que, asimismo, la inspección señaló que este análisis deberá tener en cuenta los procedimientos aplicables de la central y la validación de los mismos, especialmente en lo relativo a las acciones manuales de aislamiento que, en caso de inundación, hubiera que emprender si la cota de agua en el túnel alcanzase los motores de las válvulas o cualquier otro elemento a considerar que interfiriesen en las maniobras previstas.
- Que durante la tercera fase de la inspección, y de acuerdo con la agenda remitida al titular, se aportó información adicional sobre las características de resistencia al sismo de la tubería de descarga al canal de circulación y el impacto de una eventual rotura en la misma sobre la capacidad de refrigeración de los sistemas de SW y CC, destacándose:
 - Que el titular había remitido previamente al CSN el informe 01-F-B-0022 “Informe de la evaluación sísmica del tramo de descarga del túnel de agua de circulación y de las tuberías del sistema SW desde el túnel de servicios esenciales al túnel de agua de circulación”, con el fin de justificar la resistencia al sismo del tramo de descarga al canal de circulación, desde las válvulas de cambio de clase e incluyendo las tuberías exteriores enterradas. Que, según consta en el informe, el análisis del OBE se realiza considerando los parámetros propios del SSE y, a su vez, el SSE se ha analizado considerando el doble de las aceleraciones propias de este escenario.
 - Que la inspección comprobó que el citado informe corresponde a un análisis sobre un modelo sísmico en el que se utiliza como hipótesis que el terreno de apoyo es arena/arcilla, estando pendiente confirmar por parte del titular que las propiedades consideradas en el análisis son representativas de las realmente existentes.
 - Que desde el punto de vista estructural, la validación sísmica de la tubería de descarga ya se había evaluado por parte del CSN durante el licenciamiento de los cambios de diseño del sumidero final de calor. Durante la inspección con acta CSN/AIN/AL0/00/564 se revisó el informe 01-F-B-0022 rev.1, en el que se presentaban los resultados de la evaluación de la integridad estructural frente a terremoto del tramo de descarga del túnel de agua de circulación y de las tuberías del sistema SW desde el túnel de servicios esenciales al túnel de agua de circulación. En dicha inspección se cotejó también el cuaderno de cálculo asociado, de referencia 01-CA-1309, comprobándose que la metodología seguida, consideración de sollicitaciones, combinaciones de cargas y tensiones resultantes cumplían con los procedimientos exigibles y la normativa aplicable.
 - Que con motivo de dicha auditoría del CSN, se editó la revisión 2 del anteriormente citado informe 01-F-B-0022, que se mostró a la Inspección. En las conclusiones del mismo se indica que se puede demostrar la integridad estructural para la condición de

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

carga de terremoto. No obstante, también se manifiesta que debido a que originalmente estos elementos fueron clasificados como de clase No-Nuclear y los materiales no estuvieron sometidos a los requisitos de calidad aplicables a la Clase Nuclear 3, sería necesario someter a los materiales a un proceso de dedicación. En el momento de la inspección CNA no pudo presentar evidencia documental de que ese trabajo se hubiese realizado.

- Que se mostró a la Inspección el isométrico de la unidad de análisis SW302A, los resultados del estudio de tensiones y las aceleraciones resultantes en válvulas de las líneas afectadas por el cálculo.
- Que dentro de los trabajos de validación del embalse de Arrocampo como sumidero final de calor se había verificado que el soportado de la línea, pese a no ser clase nuclear, se hizo como categoría sísmica 1.

- Que la inspección indicó al titular que, de no confirmarse la validez del análisis mecánico contemplado en el mencionado informe 01-F-B-0022, sería necesario dar prioridad al análisis hidráulico de la rotura de la tubería de descarga para determinar la fiabilidad del funcionamiento de las bombas del SW, así como la validez de las acciones previstas para el cierre de las válvulas en caso de sismo, tanto remota como localmente. Al respecto de lo cual la inspección insistió en que la validación de los procedimientos depende del análisis de la cota de agua alcanzada en el túnel.
- Que la inspección indicó al titular la necesidad de aplicar la guía de condiciones anómalas de ESC, UNESA CEN-22, cumpliendo con lo establecido en el punto "Noveno. Condiciones anómalas" de la IS-21, de forma que en un plazo de tiempo razonable puedan confirmarse las acciones correctoras establecidas por el titular.

5. En relación con las bombas del sistema SW.

- Que, respecto a los requisitos del caudal base de diseño del SW, la inspección solicitó al titular aclaraciones sobre el criterio de aceptación del RV 4.7.4.1.c de las ETF de 3100 m³/h, inferior a los 3124 m³/h que serían requeridos, según el EFS (2900 m³/h al cambiador de calor y 224m³/h al GD).
- Que el titular explicó que el RV 4.7.4.1.d incorpora como criterio de aceptación un caudal de 3200 m³/h, dando respuesta al requisito de caudal que figura en el EFS de 3124 m³/h, indicando que este requisito se comprueba cada 12 meses según el procedimiento IRX-PV-20.02A (a título de ejemplo, para la bomba A), consistente en verificar el punto de funcionamiento de la bomba en el alineamiento representativo de las condiciones de accidente, descargando a través de los aspersores.
- Que asimismo el titular explicó que el RV 4.7.4.1.c se realiza trimestralmente, con el mismo procedimiento anterior, a través de la descarga habitual en operación normal hacia Arrocampo, alineamiento en el que el punto de funcionamiento de la bomba se desplaza hacia valores de caudal y presión que permiten verificar el criterio de aceptación de este RV.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que el titular se comprometió a incluir en el EFS aclaraciones relativas a los distintos criterios de aceptación que figuran en las ETF, frente a la base de diseño, así como a incorporar, donde corresponda, las referencias a los informes de EEAA donde se justifican los distintos caudales requeridos al sistema (según escenarios de descarga), así como la capacidad del sistema para caudales ligeramente inferiores al requerido en la ETF para hacer frente a posibles roturas, como las del sistema Taprogge.
- Que se entregó a la inspección copia del procedimiento IRX-PV-20.02A "Ensayo de la bomba de agua de servicios esenciales SW1-PP-01A", Rev.20 abril 2013.
- Que, asimismo, se aportó copia a la inspección de los registros de diversas pruebas funcionales, estando en todos los casos dentro de las tolerancias marcadas por ASME.

6. En relación con el control de agua de alimentación a los GGVV con el AF:

- Que las válvulas de control de la descarga de las bombas del AF, HV-1672/3/4 y HV-1675/6/7, para la turbobomba y motobomba respectivamente, son de accionamiento neumático provisto de válvula solenoide normalmente desenergizada y alimentada desde barras vitales de 125Vcc, asociadas a tren B en el caso de la turbobomba y a tren A en el caso de las motobombas.
- Que estas válvulas se encuentran abiertas en operación normal y fallan abiertas. Que para su accionamiento disponen de un acumulador de aire de 100 l a una presión de 4.2 Kg/cm² que permite la regulación durante 28 minutos en caso de pérdida de tensión a la solenoide de actuación, según consta en la tabla 9.3.1-7 del EFS (listado de válvulas provistas de acumuladores de aire). Que, pasado este tiempo, en ausencia de suministro eléctrico, el control del AF sólo puede realizarse a través de la velocidad de la turbobomba y regulando la posición de las válvulas de control de las motobombas, en caso de disponer de alimentación eléctrica desde su diesel correspondiente. Que, adicionalmente, estas válvulas disponen de un volante para su actuación manual en caso de necesidad.
- Que el titular explicó la lógica de actuación de estas válvulas sobre los diagramas 01-DI-1103, de los que entregó copia, comprobando los siguientes aspectos:
 - Como protección contra la rotura de una línea del secundario el aislamiento de las líneas de agua de alimentación por alto caudal a los 100 m³/h es proporcionado por los transmisores de presión diferencial de cada línea de alimentación a los GV, en una lógica 2 de 3 que también produce el bloqueo de las válvulas de las otras dos líneas. Existe un temporizado ajustable de la señal de aislamiento para evitar aislamientos espurios. En caso de aislamiento por alto caudal la válvula permanecerá cerrada hasta su rearme en Sala de Control (SC).
 - Se dispone de una señal de control procedente de las estaciones manuales de SC y de los paneles de emergencia, trenes A y B, de forma que es posible maniobrar las válvulas de control de agua de alimentación de forma remota (SC) o local (Paneles emergencia), previa transferencia del control mediante la correspondiente maneta.
 - Que la inspección solicitó aclaraciones al apartado 6.5.3.3.2 del EFS, ya que parece indicar que el posible aislamiento de estas válvulas en caso de despresurización del

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

secundario no actuaría, en contra de la lógica descrita anteriormente. Concretamente, en el EFS se indica que “(...)en estos casos –refiriéndose a que la presión en los tres GV sea muy baja- el aislamiento no actúa debido a la lógica del sistema”. Que el titular se comprometió a mejorar la redacción de este apartado, coherentemente con el diseño de la protección contra las roturas del secundario.

- Que se entregó a la inspección copia del PV OP1-PV-07.17, Rev. 10, agosto 2012, que se realiza en recarga para verificar la lógica de aislamiento por alto caudal, en cumplimiento con el RV 4.7.1.2.b.4.
- Que se solicitó al titular información sobre las características de diseño que garantizan el funcionamiento de estas válvulas dentro de lo descrito en el EFS. Que el titular explicó que los distintos componentes del sistema están simulados en el código hidráulico SV.M., propiedad de EEA, en el que las 6 válvulas de control están simuladas con un Cv de 125, frente al valor real de 195, lo cual es conservador, ya que supone que las válvulas instaladas tienen mayor capacidad que las simuladas en el código. Que se mostró una hoja de datos aplicable genéricamente a estas válvulas de control, mostrando, según el titular, que para los caudales máximos esperados a través de estas válvulas la presión diferencial puede considerarse asumible, incluso postulando el runout de la turbobomba y demás pérdidas de carga.

Que las válvulas comunes de alimentación a los GV, HV-1664/5/6, son de accionamiento neumático provisto de válvula solenoide normalmente desenergizada y alimentada desde barras vitales de 125Vcc, asociadas a tren A las de los GV 2 y 3 y a tren B la del GV 1. Que estas válvulas están abiertas en operación normal y abren al fallo; para el cierre disponen de un acumulador de aire de 300 l a una presión de 4.21 Kg/cm² que permite 126 actuaciones, aunque sólo una es necesaria para el cierre, según consta en la tabla 9.3.1-7 del EFS.

- Que el titular explicó la lógica de actuación de estas válvulas sobre los diagramas 01-DI-1103, de los que entregó copia a la inspección, comprobando los siguientes aspectos funcionales:
 - Estas válvulas no reciben señal de actuación automática, sino que deben ser actuadas manualmente por el operador en caso de requerirse el cierre, mediante la energización de la solenoide de actuación por una maneta. La señal de cierre se mantiene por un sellado, de modo para abrir hay que mantener la maneta en la posición de apertura hasta que se desactive el sellado una vez desaparezca el final de carrera de cierre. Este detalle de la apertura no se refleja en el lógico aportado por el titular (hoja 46), por lo que el titular se comprometió a modificarlo para reflejar dicha acción.
 - A preguntas de la inspección sobre el aislamiento de la contención, el titular explicó que el único componente del AF que desempeña esta función son las válvulas de retención interiores, AF-1003/4/5, aguas arriba de la conexión con la línea de alimentación a los GV desde el sistema de agua de alimentación principal. Estas válvulas no figuran en la tabla del EFS 6.2.4-1, donde sí aparecen las válvulas de control HV-1664/5/6, que no reciben señal de aislamiento ni tienen requisito de tiempo máximo de cierre, conforme al diseño explicado por el titular. Que, consecuentemente, el titular habrá de introducir las modificaciones pertinentes en la

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

tabla 6.2.4-1 del EFS con objeto de que ésta refleje correctamente las válvulas de aislamiento de la contención y, asimismo, contemplar dichos componentes en los programas de pruebas que les apliquen.

- Que se revisaron una serie de aspectos del diseño mecánico de la válvula HV-1666. Se trata de una válvula de clase nuclear 2 situada en el edificio de salvaguardias, diseñada por la empresa [REDACTED], con rating 900 y paso de 4 pulgadas. Se mostró a la Inspección el Informe de Diseño realizado por [REDACTED]. En él se encontraban una serie de cálculos analíticos realizados de acuerdo al artículo NB3500 de la Sección III del código ASME. En la comprobación sísmica de la válvula se habían utilizado unas aceleraciones horizontales y verticales de 3g y 5g respectivamente; que estaban de acuerdo con las aceleraciones admisibles para CNA. También se habían realizado comprobaciones de tensiones en zonas críticas del componente, obteniéndose siempre factores de seguridad por encima de la unidad. No fue posible comprobar que las masas consideradas en el cálculo eran coherentes con el plano del fabricante, ya que no estaba referenciado qué secciones se estaban valorando. Se verificó que los valores utilizados en los análisis eran compatibles con los datos de la especificación del cliente, de referencia IM-1715 con fecha de 20 de junio de 1973.

Que se hicieron una serie de comprobaciones de los análisis de flexibilidad de la línea en la que se encuentra la válvula HV-1666. Se mostró a la Inspección la unidad de análisis CR-104/107 en la que están considerados los tramos de tubería desde la penetración en contención (aguas abajo de la válvula HV-1666) hasta el colector aguas arriba de la válvula de retención AF 1-231. Los resultados del análisis de tensiones se encontraban recogidas en el cuaderno de cálculo 01-C-A-01089; la Inspección comprobó que la metodología adoptada, la consideración de solicitaciones, combinación de cargas y tensiones resultantes cumplían con los procedimientos exigibles y normativa aplicable. La aceleración resultante sobre el centro de gravedad de la válvula HV-1666, nodo 7429 según el isométrico de análisis, era menor que la admisible que, según informó el representante del Titular, es de 2g en horizontal y de 3g en vertical.

- Que la inspección revisó aspectos relacionados con las bombas de suministro de agua de alimentación auxiliar a los GV: dos motobombas (AF-PP-01A/B) y una turbobomba (AF-PP-02), siendo ésta de mayor capacidad que las accionadas por motor. Que se revisaron los siguientes aspectos de su funcionamiento:
 - Las motobombas proporcionan un caudal de diseño de 102,2 m³/h y la turbobomba de 204,4 m³/h. Esta diferencia, unida al hecho de que la señal de inyección de seguridad (IS) sólo arranca las motobombas y no la turbobomba, no impide que con una sola motobomba puedan suministrarse los 93,3 m³/h a los 3GV en 1 minuto, conforme a los criterios de diseño, en el caso hipotético accidental de IS con fallo del secuenciador de un tren. De acuerdo con ello, el titular se comprometió a mejorar la redacción del apartado 6.5.2.1 del EFS con el fin de evitar interpretaciones erróneas sobre la capacidad de las motobombas respecto a los valores requeridos por el diseño.
 - A solicitud de la inspección, el titular explicó que las pruebas de medida del tiempo de respuesta de las bombas se realizan conforme al PV IRX-PV-27.03, Rev. 16, Oct. 2012. El criterio de aceptación de 62" que figura en el PV corresponde a los 60" contemplados en el análisis de accidentes, desde que se produce la señal de actuación,

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

más 2” adicionales correspondientes al tiempo de actuación del SPR, lo cual es coherente con lo requerido en el EFS y en las propias ETF. Para computar el tiempo total de actuación de las motobombas se incluyen 13” de retardo de los GD y 25” correspondientes al arranque secuenciado del equipo, a los que se suma el tiempo desde que la motobomba recibe la señal de arranque, procedente de los relés del SSPS, hasta que la presión en el colector de descarga, registrada en los transmisores identificados en el procedimiento, es la requerida para la configuración de prueba de la bomba.

- El titular explicó que esta prueba se realiza en recirculación, por lo que al resultado obtenido se le aplica una corrección que incrementa el tiempo de respuesta en un 40% para tener en cuenta las diferencias con respecto al circuito de descarga en emergencia, indicando que la justificación se encuentra en el informe IR-01/007, incluido entre las referencias del PV.
- Se entregó a la inspección copia de la hoja de datos del PV correspondiente a la ejecución del 24-10-12, donde se muestra el resultado obtenido de 2,52” para el tiempo de arranque la motobomba A de la unidad 1, frente a los 21” máximos establecidos como criterio de aceptación para este equipo.
- El titular explicó que las válvulas de alimentación a los GV están estranguladas al 30% en operación normal para evitar el llenado de los GV ante determinadas condiciones de operación. Estas válvulas pueden accionarse tanto desde SC como desde el PPR.
- La inspección señaló que en el apartado 4D.1 del documento “Adjunto nº 8” del Análisis Probabilista de Seguridad figura como función del AF el suministrar un caudal mínimo a los GV de 380 gpm, en lugar de los 406 gpm del EFS, explicando el titular que 380 gpm era el caudal requerido antes del aumento de potencia de la central, comprometiéndose a revisar este apartado para introducir las correcciones precisas.
- El titular explicó que se disponen líneas de mínimo flujo hacia el tanque del AF que, en el caso de las motobombas, abren con un caudal superior a 45.24 m³/h y cierran con caudal superior a 90.84 m³/h. La turbobomba funciona con la recirculación permanentemente abierta, disponiendo de un orificio que limita el caudal a su través a 56.8m³/h.
- Se dispone también de líneas de mínimo flujo de bypass de las controladoras de descarga de las motobombas, que limitan el caudal en los arranques a 7.2 m³/h durante un minuto, intervalo en que la controladora permanece cerrada, en prevención del golpe de ariete en el arranque. El titular mostró el diagrama 01-D1-1103, hoja 78, correspondiente a la línea de bypass de la válvula HV-1675, donde se refleja la válvula manual AF-300 en posición cerrada, mientras que el diagrama de tubería (fig. 6.5.2-1 del EFS) la representa enclavada abierta. Que el titular se comprometió a introducir las correcciones necesarias para hacer coherentes las dos referencias.
- La turbobomba dispone de un generador rampa que posibilita el aumento gradual del caudal en los arranques, no siendo necesario incorporar en su diseño una protección similar a la descrita en el párrafo anterior para limitar el caudal en el arranque, según explicó el titular.
- Se entregó a la inspección copia de los procedimientos de prueba funcional de cada una de las bombas del AF: IR1-PV-20.06C “Turbobomba de agua de alimentación auxiliar AF1-PP-02” Rev.26 Abril 2013; IR1-PV-20.06A “Motobomba de agua de

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

alimentación auxiliar AF1-PP-1A” Rev.26 Abril 2013; IR1-PV-20.06B “Motobomba de agua de alimentación auxiliar AF1-PP-1B” Rev.25 Abril 2013. Que en dichos PV se verifica el punto de funcionamiento de las bombas, así como otros parámetros sometidos a los valores de referencia de ASMF, dentro del alcance de los RV 4.0.5 y 4.7.1.2.c.1/2.

- Según el titular, la turbobomba dispone de dos modos de control, uno basado en el caudal, de rango entre 0 y 210 m³/h, y otro basado en las revoluciones, mostrando sobre planos las posibilidades del control de la turbobomba desde la SC y desde el PPR; el diagrama, del que se entregó copia a la inspección, 01-DI-1103, hoja 108, muestra la señal de control hacia el generador rampa de la turbobomba, cuya función es abrir gradualmente las válvulas de admisión de vapor a la turbina en los arranques.
 - El titular explicó que el disparo de la turbobomba es completamente mecánico, mostrando sobre el diagrama correspondiente al mecanismo de disparo que la sobrevelocidad de la turbobomba desplaza una leva unida solidariamente a un gatillo que, a su vez, libera un muelle antagonista que empuja el actuador de la válvula de parada de la turbina, HV-1690, cerrándola e interrumpiendo así el paso de vapor a la turbina de la bomba.
 - Se entregó a la inspección copia del procedimiento OP1-PP-31 Rev.3 Marzo 2012, correspondiente a la prueba periódica de disparo por sobrevelocidad de la turbobomba, por el que se verifica este disparo a 4875 rpm, equivalente al 25% sobre la velocidad nominal de 3900 rpm.
 - La válvula de parada HV-1690 no recibe señales automáticas de apertura y, una vez actuado el disparo por sobrevelocidad, debe ser repuesto manualmente para posibilitar posteriores aperturas de la válvula. El diagrama de control y cableado 01-DE-1712 (hoja 45), del que se entregó copia a la inspección, no identifica adecuadamente que el rearme consiste en cerrar un interruptor en la ubicación de la turbobomba para habilitar el circuito de apertura de la válvula, a pesar de que la nota 1 de dicho plano indica la existencia de dicho interruptor. El titular se comprometió a corregir el plano para identificar que el interruptor local I.S5 es al que se refiere la nota 1 del mismo y en la que se indica que debe reponerse manual y localmente.
 - De acuerdo con el RV 4.7.1.2.a.1, la posición correcta de la válvula HV-1690 se comprueba periódicamente cada turno con el OPX-FS-13; adicionalmente, mediante el OPI-PV-07.01 “Verificación del alineamiento del sistema de Agua de Alimentación auxiliar” Rev. 13 Nov. 2012, del que se entregó copia a la inspección, se comprueba cada 31 días la posición de esta válvula, dentro del alcance del RV 4.7.1.2.a.
- Que se revisaron una serie de aspectos del diseño mecánico de la turbobomba, tag AF-PP-02 (parte bomba). Se mostró la especificación de la bomba del fabricante [REDACTED], de referencia 2252-MS-31 del 20/11/1972. En ella se detallan los valores de la temperatura y presión de diseño en 120°F y 125 psig respectivamente. La Inspección se interesó por el análisis sísmico realizado por el suministrador recogido en el informe de Byron Jackson “Seismic analysis for CN Almaraz” con fecha de 26-02-1975. En él se indica que el cuerpo de la bomba era el mismo que la central había encargado a [REDACTED] en otros pedidos. Como resultado se obtuvo que las frecuencias naturales del equipo eran mayores de 30 Hz, considerándose por tanto rígido y sólo sujeto a ZPA. Sí se había comprobado el soportado de la bomba a la bancada y los pernos. Se verificó por parte de la Inspección que

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

las cargas sísmicas consideradas eran las coincidentes con los espectros de aceleración de CNA, que están recogidos en el documento 01-EC-6007 rev.5.

- Que se hicieron una serie de comprobaciones de los análisis de flexibilidad de la línea en la que se encuentra la turbobomba. Con respecto a la parte turbina, tag AF-TB-01, se mostraron las unidades de análisis de la entrada y salida de las líneas de vapor (CR-4A/B y CR-61A respectivamente) y los resultados de fuerzas y momentos resultantes en las toberas. El suministrador de la turbina indicó a EEAA mediante carta de 27/12/1978 los valores admisibles para los niveles de carga normal, normal + OBE y normal + SSE, que resultan ser mayores que los calculados.
- Que con respecto a la parte bomba, tag AF-PP-02, los representantes del Titular manifestaron que de la línea de entrada a la misma no existen cálculos analíticos. Según se indicó, al tratarse de una línea considerada como "fría" no se calcula explícitamente sino que se utilizaba la guía general de EEAA de soportado. Por tanto se asume que las cargas que llegan a la tobera de entrada son admisibles. En el momento de la inspección no se pudo informar de los criterios utilizados en CNA para considerar una línea como fría. Con respecto salida de la bomba se mostró la unidad de análisis CR-110 y los valores de cargas resultantes en toberas recogidos en el cuaderno de cálculo 01-C-A-1095. El nodo correspondiente a la tobera de salida de la motobomba era el número 5. El fabricante  identificó en el informe sísmico citado anteriormente el método para combinar fuerzas y momentos calculados y comparar el valor resultante con el admisible. Sin embargo CNA no pudo mostrar evidencia documental de que se hubiese realizado dicha comprobación.

7. Ordenes de trabajo:

- Que la inspección recibió copia de las órdenes de trabajo (OT) que se habían seleccionado por la inspección e identificado en la agenda transmitida previamente al titular. De la revisión de dichas OT cabe destacar que se observó un número muy elevado de OT que afectan a las válvulas de control de la turbobomba hacia los GV B y C, relacionadas con desajustes en los finales de carrera y también de tiempos incorrectos de actuación.
- Que se revisó la orden de trabajo no programado (OTNP) 4766681 emitida el 20/07/2009, en la que se había reparado un soporte suelto en la tubería entre la válvula SW"-3104B y la penetración del túnel de esenciales. Dicha actividad provenía de una entrada al SEA, NC-AL-09/2969, en la que se había identificado durante una ronda del 18/07/2009 dicho soporte suelto. La acción que se había generado como consecuencia se encontraba correctamente cerrada, con fecha del 09/09/2009.
- Que se revisó la OT n° 4743087 (fecha de emisión: 01/10/2009), en la que se aplica la gama M-DA-1291 "Revisión de actuadores de membrana con mando manual superior, sistema AF" en Rev.3 Feb.2012, identificándose que 6 válvulas de control del AF han sido objeto de diversas modificaciones físicas, destacando el mecanizado de la cajera del actuador para darle un perfil circular en lugar del perfil recto que presentan por diseño, al objeto de alojar juntas tóricas disponibles en almacén. Que el titular manifestó que por

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

obsolescencia de las juntas de sección rectangular correspondientes al actuador original de estas válvulas resulta imposible conseguir nuevos recambios para su reemplazo.

- Que el titular proporcionó a la inspección la siguiente información relacionada con el mantenimiento de las válvulas de control del AF afectadas por las modificaciones señaladas en el punto anterior:
- Los planos del fabricante [REDACTED] disponibles en planta son genéricos para este conjunto de válvulas y corresponden a un actuador soldado, cuando realmente es atornillado y con junta rectangular en la mayoría de los casos.
 - Las juntas deben cambiarse con una frecuencia de 6 años, según el titular.
 - La gestión de repuestos no había permitido disponer de las juntas adecuadas al diseño del actuador de estas válvulas dentro de su frecuencia de reposición.
 - En el momento de la inspección no fue posible proporcionar el as-found de cada una de las válvulas de control del AFW ni de las válvulas objeto de la OT.

Que durante la tercera fase de la inspección, y de acuerdo con la agenda remitida al titular, se aportó información adicional sobre las modificaciones realizadas en las válvulas de control del AF que fueron identificadas en la primera fase, durante la revisión de la OT nº 4743087, destacando:

- Que los planos del fabricante de las válvulas, [REDACTED] no han sido modificados para corregir la discrepancia entre el mismo y las válvulas instaladas en planta, con el actuador atornillado y no soldado, considerando el titular innecesaria esta acción al tratarse de planos genéricos para todas las válvulas de control de este fabricante.
- Que fue en 2009, fecha de ejecución de la OT, cuando se identificó el error en el mantenimiento de las válvulas, consistente en no reemplazar la junta del actuador dentro de su periodicidad. Que el titular confirmó que hasta 2009 no había sido cambiada la junta en ninguna de las válvulas afectadas
- Que al detectarse el error se modificó la gama de mantenimiento M-DA-1291 "Revisión de actuadores de membrana con mando manual superior, sistema AF", recogiendo a partir de entonces la necesidad de revisión y cambio de la junta al conjunto de válvulas identificadas del AF.
- Que la inspección revisó la gama en vigor, Rev.3 2012, comprobando que la frecuencia de mantenimiento asignada para el cambio de la junta es de 3 recargas.
- Que, asimismo, la inspección comprobó que en el alcance de la gama se encuentran las 6 válvulas de control de la descarga del AF a los GV, tanto de las motobombas como de las turbobombas, para ambas unidades, aunque el alcance de la OT sólo aplica a las 3 válvulas de alimentación a los GV desde las motobombas y a la válvula HV-1672 de alimentación desde la turbobomba al GVA, no aplicando el alcance de los trabajos de la OT a las otras dos válvulas de alimentación desde la turbobomba a los otros dos GV, HV-1676/7. Que también está dentro del alcance de la OT la válvula de regulación de la descarga de la motobomba B, FV-1682A, pero no la correspondiente a la motobomba A.
- Que la gama identifica la referencia de la ficha de los repuestos y materiales asignados

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

por componentes, siendo diferentes las fichas de la HV-1672 (consta 694BO) y de las HV-1673/4/5/6/7 (consta 694BP). Que el titular explicó que esta diferencia no tiene consecuencias sobre la calidad requerida a los repuestos, indicando que el sistema de gestión (SIGLE) asocia la ficha del componente con sus repuestos e incluye un listado de componentes a los que cada repuesto aplica. Que se revisó la ficha 694BP, comprobando que el código de la junta asociada, 1427490, es igual para todas las válvulas de control del AF identificadas en el listado. Que la descripción que aparece corresponde a una junta tórica con cualificación [REDACTED]

- Que, sin embargo, tras detectar el problema y modificar la gama de mantenimiento con el alcance completo de las válvulas de control del AF, el titular sólo repuso las juntas en algunas de las válvulas de la unidad I, sin aplicar las acciones recogidas en la OT al resto de válvulas del AF que pudieran estar afectadas por esta misma carencia de mantenimiento; que no se programaron cambios de juntas en las válvulas de la unidad II.

Que la inspección solicitó al titular que expusiera la situación actual para las 6 válvulas de control del AF, HV-1672/3/4 y HV-1675/6/7, para ambas unidades, en lo que respecta a la aplicación de la gama M-DA-1291, indicando el titular que:

- ✓ En la unidad I fueron cambiadas las juntas de las válvulas HV-1675/6/7 en 2009, pero no en la última revisión que les hubiera aplicado, en 2012.
 - ✓ No se han cambiado las juntas de las HV-1672/3/4, por lo que es de esperar que mantengan el repuesto original desde la puesta en marcha.
 - ✓ En la próxima recarga se ha previsto realizar las acciones de la OT para la HV-1674.
 - ✓ Respecto a la válvula HV-1673, el titular indica que ésta va soldada (no siendo así en la unidad II), siendo la única válvula del sistema que se ajusta al plano proporcionado por el fabricante. Sin embargo, está incluida dentro del alcance de la gama, asignada a la misma ficha de componentes que su homóloga de la unidad II.
 - ✓ En la unidad II no se ha realizado ningún cambio de junta, por lo que mantienen los repuestos originales. Está previsto realizar la modificación de las válvulas HV-1675/6/7 de esta unidad en la próxima recarga.
 - ✓ Sobre la válvula HV-1682A de regulación de la descarga de la motobomba A el titular no aportó información, a pesar de que esta válvula se encuentra dentro del alcance de la OT para el cambio en la cajera.
 - ✓ No se ha cambiado la junta, ni está planificado hacerlo, de la válvula HV-1681A de control de caudal de la turbobomba.
- Que respecto la modificación de diseño, consistente en el mecanizado de la cajera de las válvulas, en el cambio del modelo de junta con respecto al repuesto original y otros cambios descritos en la OT, cabe indicar que el titular no realizó una *propuesta de modificación de diseño*, como correspondería por aplicación de la IS-21, considerando que se trataba de cambios menores sin trascendencia especial.
 - Que sobre el impacto de esta modificación en la funcionalidad de estos componentes y su conformidad con lo establecido en sus bases de diseño, el titular manifestó no

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

haber realizado otras pruebas post-mantenimiento que las de aplicación periódica habitual, indicando a preguntas de la inspección que estas válvulas reciben una diagnosis que incluye una prueba de fugas del actuador. Que, asimismo, el titular indicó que el programa de diagnosis se aplica por ciclos, ya cerrados, habiendo sido probadas todas las válvulas objeto de diagnosis. Que a petición de la inspección el titular se comprometió a informar sobre los resultados del proceso de diagnosis aplicado a estas válvulas.

- Que la inspección indicó al titular la necesidad de realizar el cambio de repuestos de todas las válvulas que están dentro del alcance de la gama de mantenimiento de acuerdo con lo establecido en este procedimiento, por lo que debe programarse el cambio de juntas de las válvulas que aún no se hayan repuesto desde que se detectó el problema en 2009 y también de todas aquellas que, aun estando dentro del alcance de la OT no han recibido el mantenimiento posterior con la frecuencia que les aplica, en ambas unidades, con la mayor brevedad posible.
- Que para las válvulas en las que no se haya realizado todavía la modificación, el titular deberá tratarlo como una modificación de diseño según lo establecido en la IS-21, incluyendo en el análisis previo todos los cambios a realizar en las válvulas, tanto los mecanizados de la cajera como los relativos a la tornillería, según se describe en la OT 4743087.

Que, asimismo, la inspección indicó al titular que debería haberse aplicado el proceso de modificaciones de diseño para realizar los cambios descritos en la OT, de manera que un análisis permitiese establecer con las garantías debidas que los cambios no van a introducir nuevos modos de fallo y las posibles pruebas que se estimasen necesarias para descartar cualquier impacto negativo en la funcionalidad del componente. Igualmente, se indicó que la situación actual en que el titular mantiene estos componentes, fuera del mantenimiento que les aplica, debe tratarse como una condición de no conformidad con lo establecido en los programas de mantenimiento, gestión de vida, modificaciones de diseño y actualización documental del titular, encontrándose incumplidos con esta práctica los apartados 7.4, 7.7 y 7.10 de la IS-26, así como los apartados Quinto, Séptimo y Noveno de la IS-21, este último referido a Condiciones Anómalas.

- Que, de acuerdo con lo antedicho, el titular debe emitir una condición anómala que incluya una justificación de la operabilidad de las válvulas de control del AF, de acuerdo con la guía UNESA CEN-22 de condiciones no conformes y con la propia IS-21 de modificaciones de diseño.

8. Modificaciones de Diseño (MD):

- Que la inspección revisó las MD que se habían seleccionado del listado proporcionado por el titular, de acuerdo con la agenda transmitida previamente.
- Que, en lo que respecta a las modificaciones de diseño 1-MDR-02100-00/01 (unidad 1) y 2-MDR-02100-01/01 (unidad 2), cabe destacar lo siguiente:
 - Mediante estas MD se trasladan los indicadores de temperatura del agua, lado

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

esenciales (TI-3674/5 y TI-3676/7, unidades 1 y 2, respectivamente), a la entrada de los cambiadores de componentes, con el fin de facilitar su lectura. También se cambió el modelo, pasando a bulbo con un capilar de conexión al proceso a la medida. Se trata de unos indicadores locales no clase.

- El dossier de la MD de la Unidad 1 señala que estos indicadores irían anclados a la pared, aunque finalmente se fijaron a un soporte exento de categoría sísmica resistentes al sismo SSE; si bien el titular mostró una imagen con el detalle de la instalación final de uno de los indicadores, esta alteración respecto al diseño original no se ha documentado. La implantación se completó en septiembre 2007. La misma incidencia se identifica para la Unidad 2
- Que según indicó la Inspección dicha alteración de diseño debería haberse documentado, como se indica en el procedimiento de gestión de modificaciones de diseño de CNA (GE-26), al tratarse de un soporte instalado en un edificio sísmico.
- Que según manifestó el Titular, el diseño del soportado no suele venir descrito en la MD sino que el montador utiliza las guías de soportado sísmico aplicables. En este caso sí venía descrito explícitamente como soportado a pared, lo que indujo a error durante la implantación.
- Que posteriormente, el Titular realizó un cálculo justificativo, de referencia 01-Q-A-SW-2-TI-3676-3 cd. 1 del 22/07/2013, en el que se justificaba la validez del soporte. El análisis se había realizado de acuerdo a los requisitos del Código ASME III Subsección NF, considerando las aceleraciones pico para el SSE en la elevación -5.00 del edificio Auxiliar

Que respecto a la MD 1-MDR-02460-00/01 cabe destacar lo siguiente:

- Mediante esta MD se sustituye el modelo [REDACTED] de [REDACTED] de la válvula motorizada de aislamiento de la aspiración de la motobomba A del AF desde el SW, HV-1687, por el modelo SMB de la misma marca, por obsolescencia de repuestos del modelo actual.
- Se mostró la solicitud de modificación SMD-1062 que surgía a raíz de la no conformidad del SEA NC-AI-06/220, emitida por la OTM a raíz de la observación de la obsolescencia del actuador y la falta de repuestos del mismo.
- Se revisó la evaluación de seguridad de la MD, donde se indica que, como consecuencia de la modificación, aumenta el tiempo de actuación de la válvula, aunque no es un parámetro contemplado en el análisis de accidentes. Dentro del alcance de la MD se modifican los calentadores de los relés de protección térmica, para adecuar su actuación a la menor potencia del nuevo actuador frente al anterior. El cambio incluye también los finales de carrera e interruptores de par, ya que forman parte del actuador.
- Se revisaron las pruebas de diagnóstico y de actuación, realizadas en diciembre de 2009 mediante la OT 772691, comprobando los consumos en el pico de apertura, en las fases R, S y T, en la carrera y los tiempos de apertura y cierre de 25,34" y 25,48", respectivamente, conforme al tiempo de referencia de 26"±15% (tiempo de apertura, ya que el tiempo de cierre no está sometido a ningún requerimiento), que figura en el procedimiento IRX-ES-38 asociado al RV 4.0.5.
- Se comprobó que en marzo de 2009 se emitió el informe de cambio de diseño (ICD),

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

autorizándose la implantación el 2-7-09. La solicitud de modificación de diseño (SMD) es del 21-9-2007.

- Que, en lo que respecta a la MD 1-MDR-02496-00/01, cabe destacar lo siguiente:
- Mediante esta MD se cambian las válvulas de retención en el flujo de vapor de las líneas de atemperación de la turbobomba del AF de la unidad 1 (MS-1-103, MS-1-104, MS-1-105), por otras de distinto diseño, dado que las válvulas de clapeta anteriormente instaladas estaban deterioradas como consecuencia del “clapeteo” constante experimentado ante el pequeño caudal de atemperación que pasa a su través, insuficiente por sí solo para mantenerlas completamente abiertas.
 - Las nuevas válvulas son de tipo tobera, normalmente abiertas (NONCV), provistas de un dispositivo de muelle con un botón que es pulsado por el propio flujo y asegura su función de aislamiento en caso de despresurización del GV asociado.
 - La inspección solicitó al titular detalles sobre las posibilidades de inspección y prueba de estas válvulas, ya que sus nuevas características (son de acero al carbono y van embridadas con una tapa en la parte superior) impiden las inspecciones periódicas previstas habitualmente durante la operación a potencia. El titular manifestó haberse acogido a la alternativa de inspección que permite el NUREG-1482, cuando no se dan condiciones necesarias para hacer comprobaciones fuera de la recarga. En tal caso, y según el titular, resulta aceptable como medio alternativo para verificar la operabilidad de las válvulas el establecimiento de un programa de inspección de internos y desmontaje en la recarga, de forma que para cada grupo de válvulas al menos una se pruebe cada recarga y el conjunto de todas las válvulas del grupo se hayan probado cada 8 años. El titular entregó a la inspección copia del apartado 6.4 del citado NUREG-1482, conteniendo el fundamento del cambio en el plan de pruebas.
 - El programa de pruebas del titular está recogido en el procedimiento IRX-PV-27.05 rev.29 “Prueba de accionamiento de válvulas tipo C”, donde a las tres válvulas de cada GV se le asigna una frecuencia de apertura cada 3 meses, coincidiendo con la prueba de la turbobomba, mientras que el cierre de la válvula, programado hasta ahora cada recarga, no se prueba, realizando en su lugar el desmontaje de 1 válvula cada recarga, de forma que cada 3 recargas se hayan desmontado y probado todas las válvulas de retención de los 3 GV.
 - Según consta en la MD, se ha modificado el soportado de las válvulas debido a su mayor peso. Además, se desplazan ligeramente respecto a su situación actual para posibilitar su montaje, ya que tienen mayor longitud debido a las uniones embridadas.
 - Dada la mayor pérdida de carga que presentan estas válvulas, se incluye una valoración de la capacidad de la turbobomba para mantener el nivel en los GV en todo el rango esperado de funcionamiento (análisis C-M-1662 Ed.3). A tal fin, se mostraron los resultados del procedimiento OP1-PT-18 “Prueba de funcionamiento de la turbobomba del Agua de Alimentación Auxiliar con control local”, asociado a las acciones post-Fukushima, por el cual se mide la presión a la entrada a la turbobomba a medida que baja la presión en el GV, lo cual a su vez va estrangulando la válvula. Los resultados muestran que la turbobomba gira a 2150 rpm con una presión de vapor de 6.5 Kg/cm², inferior a la esperada en el secundario al entrar en funcionamiento el RHR a 177 °C (corresponde a 8,5 Kg/cm²), lo que proporciona margen de

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

funcionamiento para cubrir la primera fase de enfriamiento. El titular informó que dicha prueba se había realizado en el grupo 2 en la recarga 20ª de 2012 y en el grupo 1 en la recarga 22ª de 2012.

- Se mostró la orden de cambio de mecánica aplicada 01-1-OC-A-02496-01 Ed.1 en la que se modificaban algunos parámetros de la unidad de análisis de las líneas afectadas, MS-4A. Se había reanalizado las tensiones en las tuberías ya que se había incrementado la carga debida al peso propio por haber metido uniones embridadas. Como resultado de esto había sido necesario reforzar un soporte y añadir uno nuevo.
- Se mostró a la Inspección el Programa de Puntos de Inspección de la línea afectada por el montaje de la válvula MS-1-104. Se comprobó que estaba correctamente cumplimentado y que se adjuntaban los ensayos no destructivos realizados a las soldaduras realizadas, todos ellos con resultados aceptables.
- La inspección verificó que la autorización de implantación de esta modificación de diseño se había realizado en septiembre de 2012.

Que se revisó la modificación de diseño 1/2-MDR-02100, cuyo objeto era desplazar los cuatro termómetros de los cambiadores del CC/SW para facilitar la lectura de los mismos (dos por unidad). Según se indicaba en el texto de la modificación y en la orden de cambio civil, los termómetros se anclarían a la pared. Sin embargo según se pudo comprobar, al disponerse de un reportaje fotográfico de la implantación final, dos de ellos se encontraban anclados a un soporte (SW1-TI-3675 y SW2-TI-3676) y dos al muro del edificio auxiliar (SW1-TI-3674 y SW2-TI-3677). Según indicó la Inspección dicha alteración de diseño debería haberse documentado, como se indica en el procedimiento de gestión de modificaciones de diseño de CNA (GE-26), al tratarse de un soporte instalado en un edificio sísmico.

- Que según manifestó el Titular, el diseño del soportado no suele venir descrito en la MD sino que el montador utiliza las guías de soportado sísmico aplicables. En este caso sí venía descrito explícitamente como soportado a pared, lo que indujo a error durante la implantación.
- Que posteriormente, el Titular realizó un cálculo justificativo, de referencia 01-Q-A-SW-2-TI-3676-3 ed. 1 del 22/07/2013, en el que se justificaba la validez del soporte. El análisis se había realizado de acuerdo a los requisitos del Código ASME III Subsección NF, considerando las aceleraciones pico para el SSE en la elevación -5.00 del edificio Auxiliar.
- Que se revisó la modificación de diseño 1-MDR-02460-00/01, cuyo objeto era la sustitución del actuador motorizado de la válvula HV-1687. Se mostró la solicitud de modificación SMD-1062 que surgía a raíz de la no conformidad del SEA NC-AL-06/220, emitida por la OTM a raíz de la observación de la obsolescencia del actuador y la falta de repuestos del mismo. Se instaló el actuador modelo [REDACTED] en sustitución del modelo [REDACTED]. Dicho actuador es de la misma geometría y con menor peso que el original por lo que no tiene impacto en la calificación sísmica del mismo.
- Que se revisó la modificación de diseño 1-MDR-02496-00/01, cuyo objeto era la sustitución de la válvula de retención MS-1-103/04/05. Con la MD, los extremos de la misma irán embridados, por lo que se facilitarán las actividades de mantenimiento. Se mostró la orden de cambio de mecánica aplicada 01-1-OC-A-02496-01 Ed.1 en la que se

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

modificaban algunos parámetros de la unidad de análisis de las líneas afectadas, MS-4A. Se había reanalizado las tensiones en las tuberías ya que se había incrementado la carga debida al peso propio por haber metido uniones embridadas. Como resultado de esto había sido necesario reforzar un soporte y añadir uno nuevo.

- Que se mostró a la Inspección el Programa de Puntos de Inspección de la línea afectada por el montaje de la válvula MS-1-104. Se comprobó que estaba correctamente cumplimentado y que se adjuntaban los ensayos no destructivos realizados a las soldaduras realizadas, todos ellos con resultados aceptables.

9. En relación con las acciones humanas relativas a la calibración canales de instrumentación de nivel (RE) de los generadores de vapor

- Que la Inspección revisó la acción humana de calibración de los canales de instrumentación de nivel de rango estrecho (RE) de los generadores de vapor, la cual había sido seleccionada por criterios de importancia para el riesgo, según el Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de C.N. Almaraz. Esta acción humana aplica tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2 de C.N. Almaraz.
- Que la acción humana analizada en el APS y, por tanto, el posible error humano modelado en el mismo objeto de la presente inspección, se refiere a un posible error durante la propia ejecución de la tarea de calibración. No incluye, por tanto, otras posibles fuentes de error como, por ejemplo, el diseño incorrecto o la revisión inadecuada, de los propios procedimientos de calibración.

- Que los componentes objeto de calibración en estos canales son:

Transmisores:

LT-474 del GV-1, LT-484 del GV-2, LT-494 del GV-3 (canal de protección I)
LT-475 del GV-1, LT-485 del GV-2, LT-495 del GV-3 (canal de protección II)
LT-476 del GV-1, LT-486 del GV-2, LT-496 del GV-3 (canal de protección III).

Lazos electrónicos:

Lazos asociados 1, 2 y 3 del canal de protección I
Lazos asociados 1, 2 y 3 del canal de protección II
Lazos asociados 1, 2 y 3 del canal de protección III

- Que los representantes del Titular expusieron a la Inspección la organización de la unidad de Mantenimiento de Instrumentación y Control (titulados superiores, técnicos medios, contramaestres como jefes de equipo de ejecución y oficiales constituyentes de esos equipos), que cuenta también con apoyo de recursos humanos externos procedentes de contratos con empresas especializadas; así como la organización específica para la realización de esta calibración.
- Que la calibración de estos canales de instrumentación es dirigida y supervisada por personal de plantilla de C.N. Almaraz, la calibración de los lazos electrónicos es realizada siempre por el propio personal de plantilla y la calibración de los transmisores es realizado normalmente por personal de una empresa contratista.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que la calibración del lazo electrónico es ejecutada por tres oficiales instrumentistas, dos que permanecen junto a la cabina de protección en descargo, el primero con la función de leer el procedimiento e ir anotando los resultados y el segundo con la función de ir ejecutando los pasos demandados, y un tercero, con la autorización de Operación, revisando la aparición de señales y alarmas junto a los paneles 301 de la sala de control.
- Que la comunicación entre los oficiales instrumentistas que están junto a la cabina y el que está en los paneles 301 se realiza mediante telefonía con estaciones cableadas, portando los cascos de comunicación el instrumentista que está ejecutando los pasos en la cabina y el que está junto a los paneles 301.
- Que la organización de los descargos y la calibración de estos lazos, realizada durante las recargas, es tal que se coloca una cabina de protección en descargo (esto es, un canal de protección) y se realizan todos los mantenimientos y pruebas relacionados con todos los instrumentos de esa cabina (de ese canal de protección), devolviéndose a operable al finalizar. Del mismo modo, posteriormente, se van poniendo en descargo, realizándose las pruebas y calibraciones y devolviéndose a operables, una a una, secuencialmente, el resto de cabinas.
- Que como principio de actuación, como práctica habitual en C.N. Almaraz, el equipo de instrumentistas que ejecuta un procedimiento lo realiza de principio a fin, independientemente del número de días que conlleve la finalización del mismo. Cada equipo de instrumentistas tiene su conjunto de Procedimientos de Vigilancia (PVs) asignados, que debe realizar de principio a fin.
- Que no hay un turno cerrado de 24 horas para los instrumentistas, tampoco en recargas. Realizan su jornada de duración habitual.
- Que, en ese sentido, en relación al procedimiento de calibración IC-PV-25, el equipo de instrumentistas ejecuta todos los pasos correspondientes del PV en la primera cabina descargada, hasta que se devuelve a operación. Cuando se pone en descargo una segunda cabina, el equipo ejecuta todos los pasos de ese PV correspondientes a esa cabina. Y así sucesivamente hasta completar el PV en las diferentes cabinas, a medida que cada una de estas se va colocando, individualmente, en descargo.
- Que, asimismo, cuando se descarga una cabina, se realizan todos los pasos de todos los PVs que aplican a esa cabina, no sólo el PV concreto que se está considerando (en este caso el IC-PV-25).
- Que el tiempo de descargo de las cabinas de protección durante las recargas suele ser de unos cinco días para la cabina que en cada recarga se selecciona para la realización de mantenimiento profundo (es la primera que se coloca en descargo) y de unos tres o cuatro días para el resto de cabinas con mantenimiento normal.
- Que los representantes del Titular describieron el proceso seguido para realizar la calibración de estos canales.
- Que la Inspección se desplazó también a la Sala de Control, donde los representantes del Titular mostraron sobre las cabinas de protección los principales pasos necesarios para la calibración del lazo electrónico de estos canales, contando para ello con la participación de

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

un contramaestre y dos oficiales instrumentistas responsables de realizar habitualmente esta tarea.

- Que la calibración de los canales de instrumentación se realiza de acuerdo al procedimiento IC-PV-25 (Rev. 12, 4/3/2011): “Calibración canales disparo reactor, actuación salvaguardias y vigilancia post-accidente relacionados con nivel generadores de vapor”, el cual da cobertura a la calibración del lazo electrónico y a la calibración del transmisor.
- Que los pasos detallados de la calibración de los lazos electrónicos están incluidos en el citado procedimiento IC-PV-25.
- Que en el procedimiento IC-PV-25 se indica, para la calibración de los transmisores, que se realice según se indica en la gama de calibración C-SR-0924. En el IC-PV-25 no se especifica la revisión de la gama C-SR-0924.

Que los pasos detallados de la calibración de los transmisores están incluidos en la gama de calibración C-SR-0924 (Rev. 1, 17/6/2009): “Inspección, limpieza, calibración, repetibilidad y alineamiento de transmisores electrónicos de presión diferencia del sistema MS (nivel rango estrecho)”.

Que la Inspección revisó las últimas órdenes de trabajo relacionadas con la calibración de algunos de estos lazos electrónicos según el procedimiento IC-PV-25, y el proceso seguido en la misma.

Que este proceso está clasificado como “relacionado con la seguridad”, de acuerdo a la clasificación establecida en el procedimiento GE-12 (Rev. 5a): “Elaboración de análisis previos, evaluaciones de seguridad y análisis de seguridad de modificaciones en C.N. Almaraz y C.N. Trillo”.

- Que en la portada de la OTP (Orden de Trabajo Programado) también se clasifica este proceso como “significativo de riesgo”, siendo esta una clasificación incorporada recientemente proveniente de la Regla de Mantenimiento.
- Que en la portada de la OPT no se señala nada con respecto a que esta calibración es un requisito de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETFs). Con respecto al apartado APS, en la misma se indica “No”.
- Que el procedimiento IC-PV-25 está clasificado como de “uso continuo”, según consta en su portada, lo que requiere su disponibilidad permanente en campo y su seguimiento paso a paso durante la calibración.
- Que esta calibración se realiza cada recarga, pudiendo realizarse en modos 4, 5 y 6, si bien lo habitual es que se aplique en modos 5 y 6. El modo en que se aplica es una decisión de Operación, que se lo transmite a Mantenimiento
- Que el procedimiento podría aplicarse, de modo excepcional, en modos 1 y 2, por ejemplo ante el fallo de un transmisor, su sustitución y/o reparación y calibración de acuerdo a la gama, para volver a operable el canal. En este caso básicamente se utilizaría también el IC-PV-25, pero teniendo en cuenta los prerrequisitos y las precauciones del procedimiento IC-PV-19 “Ensayo funcional de los canales de disparo de reactor y actuación de salvaguardias tecnológicas relacionados con el nivel en los generadores de vapor”, llevando a cabo los

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

correspondientes preparativos y retirada de servicio, así como el retorno a servicio de cada canal siguiendo el IC-PV-19.

- Que los representantes del Titular señalaron que, desde que estos transmisores de nivel son Rosemount, no han sufrido fallos a potencia que obligaran a su sustitución ninguna vez. Sí ha habido sustituciones de los mismos, en recargas, por temas de cualificación ambiental
- Que para la realización de la calibración del lazo electrónico según el IC-PV-25 no se aplica el procedimiento MN-AG-10: "Supervisión del Mantenimiento". La aplicación de puntos de supervisión documentados formalmente es una decisión del contramaestre encargado de la tarea, en función de la importancia y de la experiencia del equipo de instrumentistas en la ejecución de la tarea. Los representantes del Titular señalaron que si esta calibración se tuviera que realizar en modos 1 ó 2, teniendo en cuenta las precauciones señaladas en el procedimiento IC-PV-19, probablemente sí se acompañaría de la aplicación del MN-AG-10.
- Que las órdenes de trabajo asociadas a estas calibraciones, al igual que cualquier otra realizada en C.N. Almaraz, llevan asociado su paquete documental de acuerdo a la guía DAL-65: "Guía para conformar paquetes de trabajo".

Que dentro de las modalidades de descargo existente en C.N. Almaraz, la calibración de estos lazos se realiza como "descargo sin etiquetar".

Que previamente y después de la ejecución de estas calibraciones se aplica el procedimiento GE-47: "Preparación, realización y cierre de trabajos", realizándose en todos los casos RPT (Reuniones Preparatorias de Trabajos) formales, al afectar a componentes relacionados con la seguridad.

Que para la realización de estas calibraciones existen dos racks (cajas de herramientas) que pueden usar cada uno de los equipos de instrumentistas. La práctica habitual es que cada equipo de instrumentistas utilice el mismo rack, al menos, dentro del mismo PV.

- Que en el "cartón", en la documentación, de cada Orden de Trabajo, queda constancia del equipo de calibración utilizado. Así mismo, en la "Hoja de Viaje" de cada equipo de calibración, queda registrada cada Orden de Trabajo en la que se ha utilizado el equipo.
- Que si se encuentra un equipo de calibración fuera de tolerancia, el Titular realiza una trazabilidad hacia atrás, revisando con un patrón de calibración diferente todos los equipos calibrados con el primero, en orden inverso inmediato, esto es, de los últimos hacia los primeros. La sistemática existente en C.N. Almaraz requiere que ese ejercicio de revisión hacia atrás continúe hasta que se encuentren tres equipos seguidos bien calibrados con ese patrón.
- Que en cuanto a potenciales contribuyentes a fallos de causa común en estos procesos de calibración, esto es, factores que pudieran dejar inoperables simultáneamente a varios de estos canales de instrumentación, se señalaron los obvios de que las calibraciones de los diferentes canales son realizadas por el mismo equipo de instrumentistas, utilizando los mismos racks de instrumentación y siguiendo el mismo procedimiento de calibración.
- Que, si bien se considera que todos ellos son sucesos de baja probabilidad, en un orden relativo se considera que la edición y revisión de los propios procedimientos de calibración parecería la fuente más probable de potenciales fallos de causa común.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que ante la pregunta de la Inspección, los representantes del Titular señalaron que no existe ninguna incidencia, ni deficiencia, ni queja identificada por el personal de Mantenimiento de [REDACTED] en relación a posibles dificultades, errores o problemática en general en relación a la realización de estas calibraciones.
- Que, finalmente, los representantes del Titular valoraron la ejecución de estas calibraciones de acuerdo al IC-PV-25 como una tarea muy importante, aunque sencilla y de sobra conocida, realizada muchas veces.
- Que, según los representantes del Titular, un principio vigente en C.N. Almaraz es que los procesos, los pasos, que describen la ejecución de los requisitos de vigilancia de FTF's tienen que estar recogidos en procedimientos.
- Que, como se ha indicado previamente, los pasos para la calibración de los lazos electrónicos están recogidos en un procedimiento (IC-PV-25), mientras que los pasos para la calibración de los transmisores están recogidos en una gama (C-SR-0924).
- Que en C.N. Almaraz los criterios de elaboración y actualización de los procedimientos están recogidos en el procedimiento de ámbito general GE-01 (Rev. 10): "Documentos y procedimientos".
- Que en C.N. Almaraz los criterios de elaboración y actualización de las gamas están recogidos en el procedimiento de la unidad de Mantenimiento OT-AG-04-01 (Rev. 15). "Preparación, control y revisión de las gamas de mantenimiento preventivo".
- Que en C.N. Almaraz los criterios y el proceso para someter a análisis previos, evaluaciones de seguridad y análisis de seguridad, a procedimientos de la central (y a otros documentos importantes para la seguridad, entre los que no se incluyen las gamas) están recogidos en el procedimiento general GE-12 (Rev. 5a): "Elaboración de análisis previos, evaluaciones de seguridad y análisis de seguridad de modificaciones en C.N. Almaraz y C.N. Trillo".
- Que en C.N. Almaraz las modificaciones en los procesos de calibración de transmisores cuyos pasos están descritos en gamas de mantenimiento, como los que son objeto de la presente inspección, no están sujetas a los procesos formales de revisión establecidos en el procedimiento GE-12.
- Que los representantes del Titular señalaron que disponer de gamas de mantenimiento no incluidas en los procedimientos responde a razones históricas, de cómo desde el origen de la explotación se empezaron a desarrollar gamas de mantenimiento de los equipos, y de eficacia en el manejo y actualización de las gamas. En C.N. Almaraz se viene desarrollando históricamente una gama específica de Mantenimiento de [REDACTED] para cada tipo de instrumento, e incluso para cada modelo diferente de instrumento. Según indicaron los representantes del Titular, la inclusión de estas gamas como pasos de los procedimientos de calibración, en determinadas situaciones en que existieran diferentes modelos para un mismo conjunto de instrumentos a calibrar (aunque no es el caso actualmente de los canales de instrumentación de nivel de rango estrecho de los generadores de vapor) daría lugar a procedimientos de calibración muy difícilmente manejables y proclives a generar errores. Los representantes del Titular señalaron que esta práctica de mantener independizadas las gamas aporta flexibilidad a la gestión documental del mantenimiento de los instrumentos, manteniendo el control y seguridad de las tareas.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que los representantes del Titular confirmaron que la utilización de gamas de calibración para la realización de requisitos de vigilancia de instrumentos, y referenciadas desde los procedimientos de vigilancia que dan cobertura al proceso completo de calibración, es una práctica normal en Mantenimiento de I&C de C.N. Almaraz; y entregaron a la Inspección el listado de procedimientos de vigilancia de Mantenimiento de I&C que responden a esta práctica. Son los siguientes: ICX-PV-58.03, ICX-PV-58.04, ICX-PV-58.05, ICX-PV-58.06, ICX-PV-58.08, ICX-PV-58.09, IC1/2-PV-22, IC1/2-PV-23, IC1/2-PV-24, IC1/2-PV-25, IC1/2-PV-27, IC1/2-PV-28, IC1/2-PV-30, IC1/2-PV-31, IC1/2-PV-32, IC1/2-PV-33, IC1/2-PV-37, IC1/2-PV-38, IC1/2-PV-39, IC1/2-PV-42, IC1/2-PV-43, IC1/2-PV-44, IC1/2-PV-58.01, IC1/2-PV-58.02, IC1/2-PV-63, IC1/2-PV-65 e IC1/2-PV-70.

10. En relación a las acciones humanas relativas al realineamiento después de pruebas de las válvulas CC-145/151

- Que la Inspección revisó la acción humana de realineamiento después de pruebas de las válvulas CC-145/151, la cual había sido seleccionada por criterios de importancia para el riesgo, según el APS de Almaraz. Esta acción humana aplica tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2 de C.N. Almaraz.
- Que la acción humana analizada en el APS y, por tanto, el posible error humano modelado en el mismo objeto de la presente inspección, se refiere a un posible error en la restitución de estas válvulas a su posición normal tras la ejecución de pruebas, de tal manera que estas válvulas se pudiesen dejar incorrectamente realineadas (cerradas); tanto de forma individual, como simultáneamente.
- Que las válvulas CC-145/151 son las válvulas de entrada del sistema de Agua de Refrigeración de Componentes hacia la refrigeración de los cambiadores de calor del Sistema de Evacuación de Calor Residual, trenes A y B respectivamente. Son válvulas de accionamiento manual, con obturador de tipo mariposa, abiertas en operación normal a potencia, sin enclavamiento físico de posición abierta (sin cadena y candado).
- Que en operación a potencia sólo existe una prueba que requiere el cambio de posición de estas válvulas, esto es, su realineamiento a posición cerrada durante la ejecución de la prueba. Se trata de la prueba de accionamiento de válvulas automáticas, recogida en el procedimiento IRX-PV-27.4.
- Que el mantenimiento preventivo de las válvulas CC-145/151, en el que pudiera plantearse un incorrecto realineamiento de las válvulas tras el mismo, se realiza cada ocho recargas. Adicionalmente, los representantes del Titular señalaron que no ha habido ningún mantenimiento en operación a potencia que haya requerido del cierre de estas válvulas.
- Que los representantes del Titular expusieron a la Inspección la organización específica para la realización de la mencionada prueba de accionamiento de válvulas automáticas.
- Que esta prueba, ejecutada según el procedimiento IRX-PV-27.4, es responsabilidad de la unidad de Ingeniería del Reactor y Resultados, en colaboración con la de Operación.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que el objetivo de esta prueba es verificar el cumplimiento de los requisitos de accionamiento de las válvulas activas y pasivas de accionamiento automático y clasificadas en categoría A o B, de las Unidades 1, X y 2.
- Que la prueba es realizada entre un técnico de Ingeniería de Reactor y Resultados que va siguiendo el procedimiento y tomando nota de los resultados, el Operador de Reactor de servicio (para las válvulas objeto de la presente inspección) que va revisando y estableciendo las condiciones operativas para la prueba, actuando las válvulas y solicitando a los Auxiliares de Operación los realineamientos y actuaciones necesarias para la prueba. La tercera persona involucrada en la ejecución de la prueba es el correspondiente Auxiliar de Operación (Auxiliar de Salvaguardias para las válvulas objeto de esta inspección), encargado de ejecutar las maniobras locales y verificaciones que le vaya requiriendo el Operador de Reactor.
- Que durante la ejecución de estas pruebas puede haber una supervisión puntual del Ayudante de Jefe de Turno, pero esta no es continua ni requerida por procedimientos o establecida como práctica habitual en C.N. Almaraz.
- Que esta prueba, de carácter trimestral para cada válvula, se va realizando por tandas, de manera que se pueden probar del orden de unas 20 válvulas cada día en cada Unidad.
- Que, en el marco de este IRX-PV-27.4, la prueba de tiempos de actuación de las válvulas motorizadas HV-3430 y HV-3431 (válvulas del sistema de Evacuación de Calor Residual situadas a la salida de los cambiadores de calor del sistema, trenes A y B respectivamente) requiere el realineamiento a posición cerrada de las válvulas CC-145/151.
- Que los representantes del Titular indicaron que, en principio, no hay ninguna restricción para que la prueba que afecta a las dos válvulas CC-145/151 pudiera realizarse el mismo día.
- Que los representantes del Titular señalaron que la práctica en C.N. Almaraz es que en ningún caso se solapan en el mismo momento la prueba de dos válvulas diferentes, esto es, no se realizan los realineamientos necesarios y las actuaciones de dos válvulas en paralelo, simultáneamente.
- Que durante la ejecución de la prueba las comunicaciones entre Sala de Control y los Auxiliares de Operación se realizan mediante megafonía y telefonía.
- Que los representantes del Titular describieron el proceso específico seguido para realizar esta prueba, en concreto la parte relativa a la prueba de las válvulas motorizadas HV-3430 y HV-3431.
- Que se revisó esta parte de la prueba en el procedimiento IRX-PV-27.4 (Rev. 23, 25/4/2012): "Prueba de accionamiento de válvulas automáticas", en concreto la parte descrita en las páginas 252/334 para la actuación de la válvula HV-3430 y 253/334 para la actuación de la válvula HV-3431.
- Que la Inspección también se desplazó a planta, al Edificio de Salvaguardias de ambas Unidades, donde los representantes del Titular mostraron la ubicación de las válvulas CC-145/151, contando para ello con la participación de un Auxiliar de Salvaguardias responsable de realizar habitualmente esta tarea.
- Que la ejecución de esta prueba se realiza sin descargos.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que, tanto la prueba, como los propios pasos del procedimiento para la actuación de las válvulas, son simples, sencillos.
- Que la restitución de las válvulas CC-145/151 a su posición abierta, después de la prueba, depende de que al llegar al paso genérico del procedimiento "Retornar las válvulas usadas para la prueba a la posición requerida por Operación", el Operador de Reactor requiera verbalmente al Auxiliar de Salvaguardias (vía megafonía o telefonía) que vuelva a colocar la válvula CC-145/151 en la posición de abierta.
- Que los pasos del procedimiento no incluyen visado (firma) del Operador de Reactor confirmando que se han cumplimentado todos los pasos ó los más críticos.
- Que el Auxiliar de Salvaguardias no dispone de la hoja correspondiente del procedimiento, por lo que sus actuaciones dependen de las instrucciones recibidas directamente por megafonía o telefonía del Operador de Reactor.
- Que el procedimiento no prevé la posibilidad de que la tarea realizada por el Auxiliar de Salvaguardias de restituir las válvulas CC-145/151 a su posición de abiertas incluya un visado (firma) del mismo.
- Que los registros de la prueba sólo incluyen datos sobre los tiempos de respuesta medidos, etc.; no estando prevista la inclusión de información al respecto de la posición de realineamiento en que han quedado tras la prueba los componentes actuados.
- Que la válvula CC-145 de la Unidad 1 se encuentra en la sala 1S-17 "Cuarto válvulas tren A", la válvula CC-151 de la Unidad 1 en la sala 1S-14 "Cuarto válvulas tren B", la válvula CC-145 de la Unidad 2 en la sala 2S-17 "Válvulas RHR/SP A", y la válvula CC-151 de la Unidad 2 en la sala 2S-14 "Válvulas RIIR/SP B".
- Que estas válvulas están situadas en zonas elevadas de estas salas, a una altura del orden de 4 ó 5 metros y, en algunos casos, en zonas intrincadas de tuberías y bandejas de cables, con visibilidad limitada desde el suelo. Son actuadas por el Auxiliar de Salvaguardias mediante volantes ubicados a aproximadamente 1,5 metros de altura, que comunican el movimiento de actuación a la válvula mediante dispositivos cardan. Los representantes del Titular señalaron que el movimiento de actuación de estos volantes responde al estereotipo, cerrar en sentido horario y abrir en sentido antihorario.
- Que estas válvulas no disponen de finales de carrera con indicación de posición local o en sala de control.
- Que la posición de las válvulas se determina mediante una flecha metálica en alto-relieve (pintada de negro, de gris o de blanco, según la válvula) fijada en el cuerpo de la válvula. Esta flecha se orienta hacia unas pequeñas placas (etiquetas), verdes o rojas, con una "C" (Cerrada) o una "A" (Abierta) grabadas respectivamente en las mismas en texto blanco, pegadas sobre el cuerpo de la válvula. El ángulo que debe recorrer la aguja metálica para señalar entre ambas placas es del orden de 90°, si bien la distancia entre el puntero de la flecha y las placas es considerable, por lo que la señalización de completamente cerrada o completamente abierta es poco precisa.
- Que estas placas verdes y rojas habían sido colocadas hacia el año 2006 por Operación para facilitar a los Auxiliares de Operación la identificación de la posición de las válvulas.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

- Que la válvula CC-151 de la Unidad 1 no disponía, en el momento de la inspección, de la etiqueta verde indicativa de la posición cerrada.
- Que aunque la indicación de posición (totalmente abierta o totalmente cerrada) no es precisa con el sistema disponible, los representantes del Titular señalaron que al ser válvulas de mariposa con sólo un 30% de apertura son capaces de permitir un caudal de aproximadamente el 80% del nominal, así como que a medida que pasa el caudal por las mismas tienden a desplazarse a su posición de máxima apertura.
- Que ante la pregunta de la Inspección sobre dos líneas blancas radiales dibujadas también sobre el cuerpo de cada una de las válvulas, que parecían tener así mismo alguna relación con una indicación del alineamiento, de la posición, de las válvulas, los representantes del Titular indicaron que correspondían al ajuste fino, real, de la posición de las válvulas que señala Mantenimiento Mecánico cuando interviene en las mismas. La Inspección comprobó que el alineamiento de estas líneas no es en ningún caso exactamente coincidente con la posición de las etiquetas roja y verde.

Que dado que en el interior de las salas que alojan estas válvulas no existe sistema fijo de comunicación (megafonía o telefonía), el Auxiliar de Salvaguardias debe salir fuera de las salas para establecer las comunicaciones necesarias con Sala de Control desde que cierra las válvulas CC-145/151 y lo comunica a Sala de Control hasta que recibe la instrucción desde Sala de Control de abrirlas y las abre de nuevo.

Que durante el tiempo en que dichas válvulas permanecen cerradas para permitir la prueba de actuación de las válvulas motorizadas, el Auxiliar de Salvaguardias permanecerá habitualmente fuera de las salas, para establecer las comunicaciones con Sala de Control, aunque en esas circunstancias los cambiadores de calor del sistema RHR están indisponibles dada la posición cerrada de las válvulas manuales.

- Que los representantes del Titular señalaron que abrirían una acción en el Programa de Acciones Correctivas (PAC) para mejorar la organización de la prueba y el diseño del procedimiento y las comunicaciones de manera que se establezcan barreras adicionales que reduzcan la probabilidad de que, tras esta prueba, las válvulas CC-145/151 puedan quedar incorrectamente realineadas (cerradas). Señalaron, asimismo, que abrirían una acción en el PAC para la mejora de la indicación de posición de estas válvulas CC-145/151.
- Que la Inspección comprobó, en otras partes de este mismo procedimiento IRX-PV-27.4, correspondientes a las pruebas de actuación de otras válvulas motorizadas, que el Titular ya había adoptado medidas puntuales en el mismo sentido indicado en los párrafos anteriores para otras válvulas manuales que podrían quedar incorrectamente realineadas tras la prueba, como por ejemplo para la válvula manual de admisión de vapor a la turbobomba del sistema de Agua de Alimentación Auxiliar.
- Que en la página 253/334 del procedimiento hay un posible error, ya que para hacer la prueba de la válvula HV-3431 (esto es tren B) la primera instrucción que da es asegurar que "Tren A de RHR parado", en lugar de asegurarlo para tren B.
- Que la Inspección revisó posibles mecanismos de causa común en el alineamiento de las válvulas CC-145 y CC-151 que pudieran contribuir a un incorrecto alineamiento simultáneo de ambas. En este sentido, adicionalmente a los aspectos tratados sobre el procedimiento de prueba y sobre la indicación de posición de las válvulas, se planteó si existe la posibilidad

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

de que en el mismo día se pueda realizar la prueba de actuación de las válvulas HV-3430 y HV-3431. Los representantes del Titular señalaron que no existía restricción alguna al respecto y que, de hecho, por cuestiones operativas relacionada con la puesta en funcionamiento del tapogge los martes y el funcionamiento simultáneo de los dos trenes del sistema CCW en esas circunstancias, pudiera haber una tendencia a realizar la prueba de actuación de las HV-3430 y HV-3431 el mismo día, un martes.

- Que la Inspección solicitó los registros de las pruebas de actuación de cada una de las cuatro válvulas HV-3430 y HV-3431 (las dos Unidades) desde enero de 2013. Se comprobó que en ese tiempo cada válvula se había probado dos veces. Para la misma Unidad, de esas dos veces, las pruebas una vez se hicieron el mismo día, y otra vez se hicieron en días diferentes. Esta circunstancia se reprodujo en las dos Unidades.
- Que, a continuación, la Inspección trató sobre los mecanismos de verificación de posición de estas válvulas, posteriores a la realización de la prueba IRX-PV-27.4, disponibles en C.N. Almaraz. Esto es, sobre los mecanismos de recuperación de un hipotético error de realineamiento de estas válvulas tras la prueba.
- Que la unidad de Operación dispone del procedimiento OPX-ES-66: "Doble verificación y supervisión de tareas y/o maniobras realizadas por Auxiliares de Operación" (Rev. 0, 2011). Mediante la aplicación de este procedimiento Operación verifica, un día después de la realización de determinados alineamientos (entre otros los correspondientes a la aplicación de los procedimientos IRX), que los componentes han quedado correctamente alineados.
- Que el procedimiento IRX-PV-27.4 no estaba incluido en el OPX-ES-66. Los representantes del Titular señalaron que valorarán la inclusión explícita del IRX-PV-27.4 en el OPX-ES-66; así como que analizarán la conveniencia de realizar una referencia cruzada desde los procedimientos IRX al procedimiento OPX-ES-66 para que sea ejecutado sistemáticamente tras cada ejecución de los primeros.
- Que, adicionalmente, la posición abierta de estas válvulas CC-145/151 se verifica mensualmente durante la aplicación del procedimiento OP/PV/07.05: "Verificación del alineamiento del sistema de Refrigeración de Componentes Esenciales".
- Que también la ejecución de la prueba OP1/PV/03.23 y 03.24: "Prueba de actuación integrada de las salvaguardias tecnológicas" permitiría detectar si estas válvulas se hubieran dejado totalmente cerradas; si bien la ejecución de esta prueba es durante las recargas.

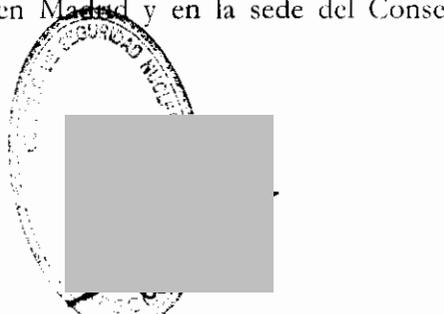
Que por los representantes de CN Vandellós 2 se dieron las facilidades necesarias para el desarrollo de la Inspección.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

Que para que quede constancia de cuanto antecede y, a los efectos que señala la Ley 15/1980 de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas en vigor y el Permiso referido, se levanta y suscribe la presente Acta por triplicado en Madrid y en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear, a 2 de octubre de 2013.


Inspector CSN


Inspectora CSN

Fdo 
Inspector CSN

Fdo 
Inspectora CSN


Inspector CSN


Inspector CSN


Inspector CSN

TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento citado, se invita a un representante autorizado de C.N. Vandellós II para que con su firma, lugar y fecha manifieste su conformidad o reparos al contenido de esta Acta.

CONFORME, con los comentarios que se adjuntan.
Madrid, 23 de octubre de 2013





COMENTARIOS AL ACTA DE INSPECCION
DEL CONSEJO DE SEGURIDAD NUCLEAR

Ref.- CSN/AIN/AL0/13/983



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Comentario general:

Respecto de las advertencias contenidas en la carta de transmisión, así como en el acta de inspección sobre la posible publicación de la misma o partes de ella, se desea hacer constar que toda la documentación mencionada y aportada durante la inspección tiene carácter confidencial, afecta a secretos comerciales y además está protegida por normas de propiedad industrial e intelectual por lo que no habrá de ser en ningún caso publicada, ni aún a petición de terceros.

Además, dicha documentación se entrega únicamente para los fines de la Inspección.

Igualmente, tampoco habrán de ser publicados los datos personales de ninguno de los representantes de la instalación que intervinieron en la inspección.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 4 de 50, tercer y cuarto párrafo:

Dice el Acta:

“Que la inspección pudo comprobar que para el caso concreto del inversor V (que es no clase), se tenían que considerar factores de carga estimados de 0,8 para lograr que los valores de la suma de las cargas del inversor V estuvieran dentro de la potencia de diseño de estos inversiones (7,5 Kv). La validez de dicho factor de carga fue cuestionado por la inspección, los representantes de la planta indicaron, que el factor de carga estimado se basaba exclusivamente en la experiencia de la ingeniería, pero no pudieron acreditar ningún documento que avalara su hipótesis. En el estudio 01-E-E-00035 edición 7 para los inversores clase, no se emplea el factor de carga del 0,8.

Que la inspección comprobó, realizando los cálculos oportunos, que si consideramos los valores de consumo (A) indicados en la columna denominada "utilizado en el estudio" (que correspondería al valor de consumo máximo transitorio que se podría demandar), los resultados de potencia obtenida para algunos inversores clase, era superior a la potencia de salida del inversor instalado (7,5KV), por ellos se consideran como hipótesis (valores obtenidos de mediciones, etc.), que hacen disminuir dichos datos de consumo, para que esté dentro del valor de potencia máxima de salida del inversor. Algunos ejemplos serian, en la unidad 1 en el inversor I, el valor de consumo seria de 61,48 A (7,725 KVA), y en el inversor III, el valor de consumo seria de 61,88 A (7,574 KVA).”

Comentario:

La intensidad nominal del sistema son 62.5 A (7500/120), y la mínima sería de 61.27 A (7500/120+2%).

Para el dimensionamiento del sistema, según 01-E-E-00035 ed.7, se estima el consumo máximo permanente en los diferentes equipos en base a valores máximos medidos incrementados al menos en un 25% o en el valor nominal del fabricante (considerado máximo transitorio que podría demandar), si no hay medidas. Este dimensionamiento se considera suficientemente conservador.

Si se considera como consumo del inversor la suma de los valores de consumo máximo transitorio que se podría demandar, columna denominada “utilizada en el estudio”, efectivamente puede considerarse que la potencia demandada de forma transitoria por algún inversor sería un poco mayor a la potencia nominal, pero hay que aclarar, como se menciona en la página 6 del acta, que la capacidad de sobrecarga de los inversores del 125% durante 10 minutos y 150% durante 10 segundos, capacidad que cubriría el transitorio posible.

Solo en el caso del inversor V, que es no clase, se ha utilizado el factor de carga de 0.8 sobre los consumos de las cargas de las que no se tiene medida, consumos máximos transitorios. Es práctica habitual en la ingeniería utilizar factores de carga para dimensionar los equipos/sistemas eléctricos, en base a la experiencia. En este estudio se utiliza un 0.8 que es bastante conservador, teniendo en cuenta que el criterio de la ingeniería es utilizar un factor de carga de 0.65 para equipos electrónicos, que son la mayoría de las cargas que se alimentan en este sistema.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Si no se aplicara este factor se obtendría un consumo total de 62.32 A, que es menor a la intensidad nominal de los inversores.

Inversor V:

Max. Medidas=10.176 A

10.176 A x 1.25=12.72 A

Consumo sin medidas = 52.144 A

Total consumo = 64.864 A

Aplicando un factor de carga de 0.8 a los consumos sin medidas:

Total = 52.144 x 0.8 + 10.176 = 51.89 A



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 5 de 50, último párrafo a segundo de la hoja siguiente:

Dice el Acta:

“Que según el apartado 6.3 del estudio 01-E-E-00035 edición 7, puede observarse de forma general, que la tensión en bornes de los equipos alimentados a través de los inversores está comprendida entre el valor mínimo y máximo admisible por ellos. La inspección comentó en este punto, que en el apartado 4.10 del estudio están identificados los márgenes de tensión admisible en los equipos de 118 V c.a, pero en algunos de ellos no se identifican valores máximos de tolerancia (como es el caso, por ejemplo del Panel PDX-VA-319C, etc.), este hecho fue puesto de manifiesto por la inspección y debe ser valorado, y estudiado por la planta, y posteriormente debe ser incluido en un nueva revisión de este estudio de ingeniería.

Que en lo que respecta a los criterios admisibles de variación de frecuencia en los equipos alimentados por el inversor y su cálculo justificativo, esté fue solicitado por la inspección, ya que en el estudio presentado esta cuestión no está tratada, se seleccionaron varios componentes para analizar esta cuestión; en concreto los monitores de radiación (NIS), y varias cabinas de proceso. Los representantes de la planta indicaron que en lo que respecta a las cabinas de proceso, y en la documentación consultada por la ingeniería, sólo se indica el valor de 50 Hz, sin citar ningún valor de tolerancia en lo que respecta a su criterio de aceptación, y que en la norma IEC-60146 relativa a fuentes de alimentación para equipos, el valor de tolerancia admitido para la frecuencia era de $\pm 1\%$. La inspección pregunto si esa norma IEC-60146 era una norma base de licencia de la planta, pero esto no se pudo asegurar y concretar por los representantes de la planta.”

Comentario:

Se incluirá en la revisión 8 del estudio 01-E-E-00035 los márgenes de tensión admisible en los equipos, punto 4.10, de acuerdo a la acción A1-AL-13/261 abierta en el SEA/PAC.

La norma IEC-60146 no es una norma base de licencia de la planta, se referenció para tener una idea de la magnitud de la tolerancia exigida en la frecuencia de la alimentación de fuentes de alimentación, equipos más restrictivos, un $\pm 1\%$.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 7 de 50, cuarto y quinto párrafo:

Dice el Acta:

“Que la inspección también constató diferentes deficiencias y mejoras que debían incorporarse a la gama de pruebas, ya que fueron transmitidas a los representantes de la planta, para que en una próxima revisión de la gama E-YS-4882 revisión 16 fueran tenidos en cuenta y ver si existen deficiencias en las otras gamas de los inversores.

Que en la prueba presenciada por la inspección, y en lo relativo a la comprobación de indicadores locales del anexo 2, hoja de datos número 3, el parámetro relativo al valor del voltímetro [REDACTED], medido en el instrumento local y con el medidor (polímetro) de precisión, se pudo determinar que el valor obtenido en la medida estaba fuera del rango establecido como valor admisible en la gama, en concreto se establecía un valor de 116 a 120 V c.a, y el obtenido en lo prueba fue de 121,2 V c.a , sin que en la gama se indique, ni en observaciones o acciones correctoras, nada al respecto. Esta circunstancia debería haber sido detectada, analizada y en su caso justificada por los técnicos de mantenimiento eléctrico, pero no lo fue. Según puede verse en el protocolo de prueba, no muestra ningún tipo de observación al respecto y la prueba fue dada como satisfactoria. Este hecho fue trasladado a la central para que fuera analizado y corregido.”

Comentario:

Con la acción AI-AL-13/272 del SEA/PAC se analizarán las deficiencias y mejoras que deben incorporarse a la gama de pruebas de los inversores.

Con la acción AI-AL-13/273 del SEA/PAC se realizará un informe justificando y valorando el incumplimiento en cada caso concreto.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 7 de 50, penúltimo párrafo:

Dice el Acta:

“Que realmente el criterio técnico que debería estar establecido en la gama mantenimiento eléctrico E-YS-4882 ha de ser corregido, ya que el valor establecido en las bases de licencia de CNA, que es el EFS donde figura el dato de 120 V c.a \pm 2%.”

Comentario:

Se ha abierto la NC-AL-13/5257 para definir los valores correctos de los criterios de aceptación para este tipo de inversores, de acuerdo a la acción del SEA/PAC ES-AL-13/344. Posteriormente se procederá a la revisión del protocolo de ensayos de acuerdo a la acción anterior, dentro del alcance de la acción CO-AL-13/3822.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 11 de 50, primer a cuarto párrafo:

Dice el Acta:

“Que en lo que respecta la revisión aleatoria de varias de las gamas de mantenimiento eléctrico, indicar que estas gamas son las que justifican la funcionalidad y el estado adecuado de los inversores de clase (inversores I, II, III y IV), cabe reseñar que se detectaron por la inspección una serie de deficiencias que se detallan a continuación.

Que en las dos últimas gamas ejecutadas en el año 2012 de mantenimiento eléctrico identificada como E-YT-4883 del inversor de clase número 3 de fechas de ejecución 18-19/05/2012, y la ejecutada en el inversor 2 en las fechas 25-27/05/2012 ambas de la unidad 2, la inspección constató que son literalmente fotocopias una de la otra.

Que, a requerimiento de la inspección, se presentó a está, los documentos de la empresa contratista [REDACTED], que es la que realiza los mantenimientos de los inversores, y que son el soporte de la ejecución de las gamas en los inversores 2 y 3, realizadas en las fechas antes indicadas y cuyos técnicos de la empresa contratista son los que firman las gamas antes referidas. En ellas se puede observar que los valores recogidos en las hojas datos de cada uno de los inversores son distintos, lo que hace suponer que los mantenimientos se realizaron correctamente, y fue una mala trasposición de los resultados a las gamas (documentos oficiales de explotación).

Que la inspección indicó a los representantes de la planta, que en los hechos antes descritos se cometió una trasposición inadecuada de los datos por los contratistas, cambiando solamente la fecha de ejecución a la gama realizada a distintos inversores y en distintas fechas añadiendo el sello de la empresa mantenedora a las gamas de la planta. Asimismo se produjo una deficiente falta de supervisión por los responsables de esta actividad de la Planta.”

Comentario:

Esta desviación se ha incorporado en el SEA/PAC como NC-AL-13/5258.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 12 de 50, último párrafo a primero de la hoja siguiente:

Dice el Acta:

“Que en el caso de las gamas que incluyen los valores de capacidad de los condensadores C1 (reserva de alimentación tarjeta de control de frecuencia) se da la circunstancia que los valores definidos en las gamas son erróneos, ya que se cambió de modelo de condensadores en el año 1997, sin que se hiciera el cambio de criterio de tolerancia en los valores de capacidad en las gamas afectadas. Reseñar que en los documentos y registros de la documentación de la empresa contratista y mantenedora de los inversores [REDACTED], los criterios establecidos para los valores de capacidad son discrepantes con el documento de recepción de condensadores de 29/10/1997.”

Comentario:

La divergencia entre los valores de capacidad recogidos en los documentos y registros de la documentación de la empresa contratista y mantenedora de los inversores [REDACTED] frente al documento de recepción de condensadores de 29/10/1997, están corregidos en la edición actual del protocolo.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 13 de 50, tercer al último párrafo:

Dice el Acta:

“Que estos hechos, ponen de manifiesto una evidente falta de control y fallos de los diversos filtros que deben analizar los resultados tras su ejecución de la prueba (gamas), ya que según se dijo a la inspección estas pruebas llevan la supervisión documental y de los trabajos, como mínimo de un contramaestre y un técnico medio de mantenimiento eléctrico. Que en todos estos casos, y en las diversas pruebas aleatorias seleccionadas por la inspección fallaron totalmente todos estos filtros de control establecidos en el manual de Garantía de Calidad de la Planta.

Que se solicitó por lo inspección el día 25/07 un chequeo por parte de la planta para determinar una posible y más que fundamenta extensión de causa a otros componentes de seguridad, donde quizá se hayan producido hechos similares a los ocurridos en las gamas de todos los distintos mantenimientos. Es decir, gamas donde se incumplen los criterios de aceptación sin justificar, ni motivar las discrepancias cuyos valores se dan por buenos sin más valoración; así como posibles cambios de componentes sin ningún tipo de control ni justificación de diseño del cambio.

Que el día 25/07 dentro de la tercera fase de la inspección de componentes, la inspección preguntó a los representantes de la planta si existía algún procedimiento administrativo de planta, de control y tratamiento de las gamas (en el que se definan, entre otras cosas, el tratamiento que se debe dar cuando se incumplen criterios). A juicio de la inspección, y así se transmitió a la planta, se debería realizar un informe justificando y valorando el incumplimiento en cada caso concreto, para verificar si pone en riesgo o no la operabilidad del componente. Los representantes de la planta indicaron a la inspección que no existía tal procedimiento, que valorarían su próxima edición, o bien identificar un apartado concreto en las gamas que dé respuesta a esta cuestión, así como su tratamiento concreto; y además cambiarían la filosofía de la toma de datos de los parámetros obtenidos en las pruebas, una vez consultado al fabricante, para definir lo que son unos claros criterios de aceptación, de lo que se podrían denominar como valores orientativos que no condicionan el resultado de la aplicación de la gama.

Que a la vista de lo manifestado en los apartados anteriores, se transmitió a la planta por la inspección, la necesidad de modificar las gamas afectadas (y por extensión a otros componentes) con el fin, entre otros, de definir los valores correctos en cada caso de los criterios de aceptación, y que estos criterios estén suficientemente soportados y coincidan con la base de diseño de la planta.”

Comentario:

Se ha emitido en el SEA/PAC la NC-AL-13/5259 para la corrección de este aspecto.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 14 de 50, tercer y cuarto párrafo:

Dice el Acta:

“Que el criterio de aceptación establecido en el procedimiento OP1-PV-08.03 Revisión 11 es que las lecturas tomadas, estarán entre $118V \pm 2\%$ (entre 115,64 V y 120,36 V). Los valores que se obtuvieron en las pruebas son del orden de 121 V, superior a lo establecido en el PV. La inspección también indicó que la supervisión y el control de los protocolos de prueba fallaron en todos los casos.

Que el día 25/07/2013 dentro de la tercera fase de la inspección de componentes, se pusieron de manifiesto estos hechos descritos, y los representantes de la planta asumieron y aceptaron que existía un claro error en la definición del criterio de aceptación en el procedimiento de operación OPI-PV-08.03 Revisión 11, que se venía manteniendo desde hacía tiempo, pero que sería subsanado con la mayor brevedad posible, revisando el procedimiento de prueba.”

Comentario:

Se ha incorporado en SEA/PAC la NC-AL-13/5260 para recoger esta desviación. Adicionalmente, se ha abierto la acción AI-AL-13/256 de forma que se clarifiquen los criterios de aceptación del OP1-PV-08.03 “Operabilidad de las barras de distribución de corriente alterna a los servicios de la planta”.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 16 de 50, décimo párrafo:

Dice el Acta:

“Que el titular aportó unas hojas Excel adicionales, no asociadas al anterior procedimiento, en el que se realiza el seguimiento de deriva en la calibración de todos los transmisores de presión correspondiente a las tres seriales de Protección (I, II y III).”

Comentario:

Las hojas de seguimiento de los canales electrónicos sí que son objeto de alcance del ICX-ES-15.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 17 de 50, penúltimo y último párrafo:

Dice el Acta:

*“Que a su vez el titular adjuntó sobre dicho registro los resultados de calibración de los transmisores basados en un formato diferente a los establecidos en la gama.
Que según se manifestó a la inspección a preguntas de esta, en mantenimiento eléctrico en ningún caso se produce que un PV remita parte de su ejecución a una gama (por ejemplo calibración de algún relé de mínima tensión), aunque quedaron en confirmarlo e informarían al CSN en caso contrario.”*

Comentario:

El registro de la calibración no es la gama, o sus hojas de datos, sino el conjunto del paquete de trabajo asociado a ese trabajo, que recoge entre otros la orden de trabajo (con trazabilidad al MTE empleado), la gama, la ficha de calibración (también con trazabilidad al MTE empleado), etc.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983

Comentarios

Hoja 19 de 50, segundo párrafo:

Dice el Acta:

“Que en la tercera fase de la inspección se solicitó aclaración sobre aspectos de los registros del PV (IC1-PV-25) cumplimentados y facilitados a la inspección en la primera fase de la misma y ejecutado por la Central entre las fechas 16/11/2013 a 12/12/12 asociadas al nivel de GV, y se comprobó que:

- Los registros (hojas de calibración de los transmisores) cumplimentados adjuntos no corresponden a los anexos incluidos en la gama C-SR-0924 Rev.1.*
- Que para ambos registros no se localiza la identificación y cumplimentación de los criterios de aceptación de la gama Sección 11 página 9 (que a su vez es el del PV). Se indicó a la Inspección que el criterio de aceptación se detalle con un sello (tampón) inscrito en la gama, que está fundado en un instrucción del departamento de [REDACTED], en función del tipo y características del transmisor.*
- Los anexos, de la gama no indican los equipos patrones utilizados y carece de un espacio para firmas.*
- Que en algunas de la hojas de datos como por ejemplo la hoja 47 indica superación de la tolerancia del valor deseado, que indica que ha de ser un +/-2%, cuando lo que quiere significar es un +/-2.”*

Comentario:

Ver comentario anterior. El criterio de aceptación de la gama hace referencia al cumplimiento de los criterios de tolerancia de calibración, que a su vez se definen en las fichas de calibración, bien con tampones, bien en un campo específico en el caso de las fichas que se imprimen a través de la aplicación que hay para ello. En caso de no estar definido, la norma IC-NI-002, de obligado conocimiento y cumplimiento, establece las tolerancias de calibración.

Por otro lado, reiterar que mientras la lectura sea $X\% \pm 2\%$ de la lectura esperada de nivel, es aceptable.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983

Comentarios

Hoja 19 de 50, séptimo párrafo a segundo de la hoja siguiente:

Dice el Acta:

"Que se mostró a la inspección el documento 01-1-F-A-01201 "Informe sobre cambio de soportado del sistema SW" con fecha de 06/06/06. Contrariamente a lo indicado en la carta EA-ATA-013242, donde se indicaba que en este cálculo se demostraba la integridad de las líneas clase ante la rotura de las líneas no calificadas, el objeto era comprobar que las líneas no calificadas cumplieran satisfactoriamente los requisitos del Código ASME NC-3600 (Clase nuclear 2). Los representantes del Titular no pudieron aclarar qué motivó la realización de dicho cálculo, que databa del año 2006. Entre las líneas comprobadas en la unidad de análisis se encontraban las correspondientes a las de retorno e impulsión del sistema de limpieza de tubos. No obstante, se detectaron una serie de erratas en la identificación de los tramos tanto en el informe como en el diagrama de tubería (TEI). La Inspección comprobó que la metodología adoptada, la consideración de solicitaciones, combinación de cargas y tensiones, aceleraciones y cargas en tobera resultantes cumplen con los procedimientos exigibles y normativa aplicable.

Según se informó, no existía un criterio acerca de la flecha máxima admisible aunque se adopta la buena práctica de que sea menor de 3mm. No existe constancia documental de que se haya comprobado la validez de los soportes para las cargas máximas obtenidas.

Que la Inspección manifestó que únicamente con los resultados del informe 01-1-F-A-01201 no se puede garantizar la integridad estructural del sistema Taprogge, ya que faltaría la comprobación de equipos como la bomba de recirculación y el captador y esclusa, la dedicación de los materiales utilizados en la fabricación de la tubería y la comprobación del soportado"

Comentario:

Ver comentarios a Hoja 22 de 50, primer y segundo párrafo.

El motivo por el que se editó el documento 01-1-F-A-01201 "Informe sobre cambio de soportado del sistema SW" fue el análisis que se realizó en 2005 del soportado de la interface clase nuclear no clase nuclear de todos los sistemas en que se produce dicha interfaz, análisis que estuvo motivado por detectarse un defecto en el soportado en el sistema de refrigeración de componentes.

Se ha procedido a actualizar y complementar el análisis del cumplimiento de las funciones de seguridad del sistema teniendo en cuenta la hipotética rotura del sistema de limpieza de tubos, Para ello se revisan los diferentes cálculos afectados.

Las erratas identificadas se corregirán de acuerdo a la acción del SEA/PAC AI-AL-13/262.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 20 de 50, párrafos sexto, séptimo y octavo:

Dice el Acta:

- *“En todos los casos analizados, en la unidad con LOCA se supera la temperatura máxima de salida del agua de componentes contemplada en la base de diseño de 105°F (40.5°C), siendo en el caso peor (LOCA en una unidad, 1 tren, la otra unidad parada con el mismo tren en funcionamiento, descarga a Arrocampo) de 119.6°F (49°C) en la unidad LOCA (pico de duración limitada que a las 24 horas baja de 105°F) y de 106.46°F en la unidad parada, valor que se mantiene durante casi durante todo el segundo día (desciende a las 96 horas al reducirse la carga térmica evacuada al UHS).*
- *En todos los casos se ha supuesto que la temperatura inicial del SW es de 95°F (35°C), de acuerdo con su base de diseño. Cabe indicar que el pico se produce en el primer día, a las 18 horas, coincidente con la puesta en marcha del RHR y que no se prolonga más allá de 24 horas.*
- *Respecto al impacto en los equipos refrigerados por estos sistemas, el titular justifica, que los incrementos de temperatura en las salas están dentro de los márgenes de vida calificada (informes 01-FM-054010, 01-FE-0022 y 01-FI-0014, no disponibles durante la inspección), contemplando las unidades enfriadoras de las salas de los GD, de la SC, de las bombas del CC, del CVC, del RHR, del SP y del AF, aunque no se contemplan los intercambiadores del motor ni los propios cambiadores de calor del RHR y del SI. La temperatura en las salas supera en algunos casos la máxima de diseño de 50°C, aunque según el titular existen amplios márgenes en la cualificación ambiental de estos equipos, sin precisar cuáles son estos márgenes.”*

Comentario:

En la unidad en Parada (1 tren) se produce un pico de 106.46 °F de duración limitada que a las 14 horas baja de 105 °F, de acuerdo al 01-CM-54228 Ed.1.

Durante la inspección se dispuso de un borrador del 01-FM-054010: Los márgenes de vida calificada de los equipos de [redacted] y eléctricos en las salas de bombas de seguridad se encuentran reflejadas en 01-FI-00014 Ed.2 y 01-FE-00022 Ed.2 teniendo ya en cuenta el escenario de rotura no aislable de la tubería de conexión con el sistema de limpieza Taprogge. Los equipos mecánicos tales como intercambiadores no se analizan desde el punto de vista de cualificación ambiental, dado que no lo tienen requerido por ser equipos metálicos robustos que deben hacer frente a temperaturas elevadas internamente por los fluidos que manejan.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 22 de 50, primer y segundo párrafo:

Dice el Acta:

“Que el impacto sobre los equipos de salvaguardias como consecuencia de este incremento de la temperatura del CC, es explicado por el titular como sigue:

•Los GD no resultan impactados al ser refrigerados mediante una conexión aguas arriba de la rotura, directamente por el SW, cuya temperatura no se ve prácticamente afectada.

Las unidades enfriadoras de la SC, refrigeradas por el CC, se consideran no impactadas, ya que pueden alinearse a la unidad en parada.

•Se produciría una ligera disminución en el rendimiento de los aspersores de la balsa y un aumento de 0,1 °C en la temperatura del UHS (anexo 12.1 al informe 01-CM54229 Ed 1).

•El impacto en los equipos de salvaguardias se estima suponiendo conservadoramente un incremento en la temperatura de las salas donde se ubican similar al experimentado por el agua de refrigeración de componentes, lo que supone una nueva reducción del margen de cualificación ambiental que, según el titular, resulta admisible en base a los márgenes de cualificación disponibles según los documentos 01-FE-0022 y 01-FI-0014, aunque sin especificar la cuantía de estos márgenes.

Que el titular se comprometió a informar al CSN sobre las referencias que hayan sido elaboradas al objeto de documentar estas conclusiones, considerándose aceptable para tal fin el trámite del acta de inspección y señalando la inspección la necesidad de incluir también en estos análisis el impacto de la rotura del Taprogge en la refrigeración de los cambiadores de los motores de las bombas de salvaguardias y en los propios cambiadores del RHR y del SP, así como la determinación de los márgenes de cualificación ambiental de los equipos en las salas refrigeradas por los cambiadores del SW/CC.”

Comentario:

El análisis del impacto de la rotura no aislada del sistema Taprogge en los equipos refrigerados por el sistema CC esencial se encuentra documentado en el informe 01-FM-00910 Ed.1, que será editado formalmente y enviado al CSN, incluyendo las justificaciones requeridas de acuerdo a la acción del SEA/PAC ES-AL-13/336.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 22 de 50, tercer párrafo a primero de la hoja siguiente:

Dice el Acta:

“Que, respecto al comportamiento hidráulico de las bombas del SW y su posible entrada en runout en las configuraciones que pudieran comprometer su fiabilidad ante la rotura de las líneas del Taprogge, el titular indicó que en el peor escenario de los analizados el caudal total, descargando a Arrocampo, es de 15951gpm, inferior al de runout de 17830 gpm, de acuerdo con la [REDACTED] Data Sheet, mostrada a la inspección. Sin embargo, la inspección señaló que éste sería el caso crítico desde el punto de vista térmico pero no hidráulico, siendo necesario analizar este aspecto.

Que, sobre este particular, el titular explicó que con la descarga simultánea a la balsa de esenciales y a Arrocampo las válvulas manuales de descarga de las bombas (SW-1-502/4 y SW-2-518/9, respectivamente para las unidades I y II) se posicionan estranguladas, con el fin de evitar problemas hidráulicos, en posiciones que se determinaron durante la prueba de! 20 de mayo de 2004, tras la implantación de los aspersores y el cambio de los impulsores de las bombas del SW, con ocasión del licenciamiento del aumento de potencia.

Que se mostró a la inspección el informe de EEAA, 01-FM-0469, Jun. 2004 "Informe de las pruebas de ajuste de posición sin cavitación de las válvulas de descarga de las bombas del sistema SW en el alineamiento simultáneo hacia el aliviadero del [REDACTED] y Arrocampo, en operación normal", verificando que se habían probado todas las bombas, individualmente y en paralelo con el mismo tren de la otra unidad. La posición determinada para las válvulas fue (unidades I/II) de 48%/55% (tren A), 50%/56% (tren B), y 51 % para la bomba común. ”

Comentario:

En la carta EA-ATA-013908, que se enviará al CSN, se da un juicio de ingeniería indicando que no se deberían plantear problemas operativos que impacten en la capacidad de estas bombas para hacer frente a un accidente en el escenario de rotura de las líneas de limpieza de tubos. Para soportar esta carta se ha realizado el cálculo 01-CM-1879 Ed.1, donde se lleva a cabo el análisis del máximo caudal de las bombas del SW en caso de rotura no aislable de las líneas de conexión del Taprogge, con un escenario conservador desde el punto de vista del run-out de las bombas, obteniéndose que, en todos los casos analizados, el caudal proporcionado por las bombas del SW se encuentra por debajo del valor máximo probado de 4305 m³/h (pruebas de validación de la 0-MDP-01857-00/01 *Aumento capacidad SW/CC.*)



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 23 de 50, tercer y cuarto párrafo:

Dice el Acta:

“Que, por otro lado, la instrucción POA-X-SNROT-1, aplicable en caso de sismo, contiene en el subapartado f la verificación del aislamiento de las líneas del Taprogge y en su paso 6 la verificación de que la descarga del SW no está alineada al túnel de circulación. Que en esta POA la columna de "respuesta no obtenida" está vacía, aunque el titular explicó que, de acuerdo con el documento de reglas de uso de los POE, VERIFICAR debe interpretarse como ACTUAR ante una verificación negativa. Que el titular indicó que este procedimiento aún no está validado, explicando que está dentro del alcance de la acción del PAC, ES-AL-12-548/7, con fecha de cierre el 20-12-13.

Que la Inspección comentó que en el RIS 2005-20 la NRC no considera apropiado dar crédito a las acciones manuales como medida compensatoria para no declarar inoperable un sistema. Que el establecimiento de acciones manuales para el cumplimiento de una función de seguridad especificada debe estar incluido en las bases de licencia de la instalación.”

Comentario:

El procedimiento POA-X-SNROT-01 *Movimiento Sísmico*, se verificó y validó en revisión 0, y se ha realizado su divulgación en posteriores revisiones. Lo que se manifestó en la inspección es que no estaban validadas las actuaciones manuales.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 23 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“Que durante la tercera fase de la inspección, y de acuerdo con la agenda remitida al titular, se aportó información adicional sobre las características de resistencia al sismo del sistema Taprogge y sobre el impacto de la rotura no sólo en la eficiencia térmica del cambiador de calor y en los equipos refrigerados por él, sino también en el comportamiento hidráulico de las bombas del SW, como se resume a continuación:

- Que el titular confirmó no disponer de un análisis de sismicidad de las líneas del Taprogge ni haber documentado el soportado de las mismas.*
- Que, respecto al comportamiento hidráulico, el titular manifestó haber analizado la rotura del Taprogge contemplando los posibles alineamientos y teniendo en cuenta el grado de apertura de las válvulas de descarga de las bombas, conforme a las instrucciones de operación IA-37 e IA-37(bis). Que el peor escenario resultante ha sido el correspondiente a la descarga simultánea al embalse de Arrocampo y a la balsa de esenciales, lo que implica un funcionamiento con las válvulas de descarga en posición estrangulada. Que en este escenario se considera una curva degradada de las bombas del sistema.*
- Que en dicho escenario se ha obtenido un caudal máximo de 4332 m³/h, que, aunque es superior al límite de estabilidad proporcionado por el fabricante (4200-4300 m³/h), es muy cercano al máximo observado durante las pruebas realizadas tras el cambio de rodets de 4305 m³/h, durante las cuales las bombas mostraron un comportamiento normal. Con esto datos, el titular manifiesta considerar garantizado el funcionamiento de las bombas y por tanto, el suministro del caudal requerido en todo momento a los cambiadores de calor.*
- Que, al respecto de lo anterior, la inspección señaló que resultaría necesaria una justificación adicional, teniendo en cuenta que el caudal como consecuencia de la rotura del Taprogge es superior al máximo conseguido en las pruebas mencionadas y, en todo caso, superior al máximo garantizado por el fabricante. No habiendo más datos adicionales, es necesario sustentar la validez de la argumentación en el juicio de expertos indicado y documentarlo adecuadamente.*
- Que el titular se comprometió a incluir estos argumentos en el análisis hidráulico mencionado en los puntos anteriores, así como a remitir al CSN el informe correspondiente, que en el momento de la inspección se encontraba en fase de borrador.”*

Comentario:

Ver Comentario a la Hoja 22 de 50, tercer párrafo a primero de la hoja siguiente



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 24 de 50, último párrafo:

Dice el Acta:

“Que la rotura postulada no aisle en las líneas del Taprogge conduce a un incremento en el pico de temperatura del CC que en el peor caso es de 1.66°F (0.66°C), dato ya presentado por el titular en la anterior fase de la inspección y cuyo impacto en los equipos se evalúa como sigue:

- *La temperatura de diseño de los cambiadores del SP y del RHR son, respectivamente, de 225°F y 200°F, muy superiores a las máximas esperadas a la salida de dichos cambiadores. Sin embargo, no se valora el impacto del aumento de la temperatura de estos sistemas sobre la temperatura y presión de pico en la contención.*
- *En lo que respecta al cambiador de calor que enfría el sello mecánico de las bombas del RHR, el informe señala que la temperatura máxima admisible de refrigeración es 130°F, superior a la esperada en el agua de componentes en este caso.*
- *Los enfriadores de aceite de los cojinetes y del multiplicador de velocidad de las bombas de carga rebasan su temperatura máxima admisible de 120°F, considerando el titular que la temperatura más limitante sería la del aceite de lubricación, que se estima estaría aún 25°C por debajo de la máxima recomendada. Que esta estimación se basa en un anterior análisis realizado para estos equipos, considerando una temperatura del CC de 120.6 °F, ligeramente inferior a la que se alcanzaría en el caso de rotura, de 121,26 °F.*
- *En la documentación de diseño no se especifican las temperaturas máximas admisibles para la refrigeración del aceite de lubricación de las bombas de SP, si bien se indica que podrían funcionar hasta 15 horas sin agua de refrigeración, en condiciones de diseño.*
- *El resto de los equipos se encuentran dentro de sus bases de diseño.*
- *En lo que respecta a la refrigeración de los enfriadores de aire de las salas de equipos de salvaguardias, la inspección señaló que, aun sin postular la rotura del Taprogge, en algunos casos se supera la temperatura de diseño de 50°C. El impacto de la rotura se estima considerando el mismo incremento en la temperatura de la sala que la experimentada por el sistema CC. El titular considera que, incluso con este incremento, existe margen suficiente para la cualificación ambiental de los equipos, al respecto de lo cual la inspección señaló la necesidad de cuantificar los márgenes disponibles, especialmente cuando los equipos mecánicos ven superados sus propios parámetros de diseño, como es el caso de las bombas de carga y del SP.*
- *Que el titular se comprometió a remitir al CSN el mencionado informe, 01-F-M-00910 Ed.1, una vez editado en su versión oficial, incluyendo las justificaciones y juicios de ingeniería aportados durante la inspección, e incluyendo una valoración del impacto en el pico de temperatura y presión de la contención, como resulte de la aplicación del código [REDACTED] con las condiciones de temperatura correspondientes a este escenario.*
- *Que asimismo, la inspección manifestó la necesidad de realizar un análisis de condición no conforme, de acuerdo con la guía UNESA CEN-22, en cumplimiento con la IS-21 en su apartado Noveno, de forma que se justifique la validez de las acciones establecidas por el titular para aislar cualquier rotura en el sistema Taprogge, justificando la capacidad de los sistemas SW y CC para hacer frente a un sismo como suceso iniciador.”*



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Comentario:

Las temperaturas y presiones pico de contención en caso de accidente LOCA no se ven alteradas por estos análisis al producirse siempre antes de la entrada de la fase de recirculación, modo en el que los cambiadores de RHR y SP extraen carga térmica.

El análisis del impacto de la rotura no aislada del sistema Taprogge en los equipos refrigerados por el sistema CC esencial se encuentra documentado en el informe 01-FM-00910 Ed.1, que se enviará al CSN. En dicho informe se incluyen los resultados de la nueva revisión del 01-CM-1209 donde se evalúa el comportamiento térmico los enfriadores de aceite de los cojinetes y del multiplicador de velocidad de las bombas de carga a una temperatura conservadora de 125 °F, concluyendo que aun así existen márgenes apreciables.

Una vez finalizados los estudios de separación de clase no clase contemplados en la IN-2012-01 se actualizarán los Informes de suceso notificable. El titular manifestó que en el ISN se recogían las medidas compensatorias para hacer frente a los posibles escenarios que puedan producir, por lo que no se consideraba necesario elaborar adicionalmente una CA que no aportaría información adicional.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 26 de 50, último párrafo a primero de la hoja 27:

Dice el Acta:

“Que con motivo de dicha auditoría del CSN, se editó la revisión 2 del anteriormente citado informe 01-F-B-0022, que se mostró a la Inspección. En las conclusiones del mismo se indica que se puede demostrar la integridad estructural para la condición descarga de terremoto. No obstante, también se manifiesta que debido a que originalmente estos elementos fueron clasificados como de clase No-Nuclear y los materiales no estuvieron sometidos a los requisitos de calidad aplicables a la Clase Nuclear 3, sería necesario someter a los materiales a un proceso de dedicación. En el momento de la inspección CNA no pudo presentar evidencia documental de que ese trabajo se hubiese realizado.”

Comentario:

Posteriormente a la inspección, el 10 de septiembre, se envió por correo electrónico al CSN información que validaba la calificación como clase 3 de las líneas mencionadas.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 28 de 50, primer párrafo:

Dice el Acta:

“Que el titular se comprometió a incluir en el EFS aclaraciones relativas a los distintos criterios de aceptación que figuran en las ETF, frente a la base de diseño, así como a incorporar, donde corresponda, las referencias a los informes de EEAA donde se justifican los distintos caudales requeridos al sistema (según escenarios de descarga), así como la capacidad del sistema para caudales ligeramente inferiores al requerido en la ETF para hacer frente a posibles roturas, como las del sistema Taprogge.”

Comentario:

Actualmente, en el apartado 9.2.1.1.5.1 del EFS, únicamente se incluye el Caudal mínimo requerido por el intercambiador de calor de refrigeración de componentes (lado tubos): 2900 m³/h (12770 gal/min). Este caudal es el correspondiente a la descarga al embalse de esenciales a través del sistema de aspersores (según la ETF 3.7.4.1 se requiere verificar que la bomba de SW suministra un caudal igual o superior a 3200 m³/h).

De acuerdo a la acción del SEA/PAC AI-AL-13/267 se aclarará esto y se incluirán los caudales mínimos requeridos por el intercambiador (lado tubos) descargando a Arrocampo (2817 m³/h, según la ETF 3.7.4.1 se requiere verificar que la bomba de SW suministra un caudal igual o superior a 3100 m³/h), los caudales mínimos requeridos por el intercambiador (lado tubos) descargando a Arrocampo con rotura del Taprogge (2625 m³/h) y los caudales mínimos requeridos por el intercambiador (lado tubos) descargando al embalse de esenciales a través del sistema de aspersores con rotura del Taprogge (2822 m³/h).

Estos valores proceden de los cálculos 01-CM-54228 y 01-CM-054229. En la versión digital del EFS aparecen vinculados a dichos valores el documento correspondiente que es dato de partida de ese valor, como en el resto de parámetros base de diseño contenidos en el EFS.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 28 de 50, último párrafo a primero de la siguiente:

Dice el Acta:

“Que la inspección solicitó aclaraciones al apartado 6.5.3.3.2 del EFS, ya que parece indicar que el posible aislamiento de estas válvulas en caso de despresurización del secundario no actuaría, en contra de la lógica descrita anteriormente. Concretamente, en el EFS se indica que “(...) en estos casos - refiriéndose a que la presión en los tres GV sea muy baja-el aislamiento no actúa debido a la lógica del sistema. Que el titular se comprometió a mejorar la redacción de este apartado, coherentemente con el diseño de la protección contra las roturas del secundario.”

Comentario:

Se acometerá esta mejora dentro del alcance de la acción AI-AL-13/269 del SEA/PAC.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 29 de 50, tercer párrafo a primero de la hoja siguiente:

Dice el Acta:

“Que el titular explicó la lógica de actuación de estas válvulas sobre los diagramas 01-DI-1103, de los que entregó copia a la inspección, comprobando los siguientes aspectos funcionales:

- *Estas válvulas no reciben señal de actuación automática, sino que deben ser actuadas manualmente por el operador en caso de requerirse el cierre, mediante la energización de la solenoide de actuación por una maneta. La señal de cierre se mantiene por un sellado, de modo para abrir hay que mantener la maneta en la posición de apertura hasta que se desactive el sellado una vez desaparezca el final de carrera de cierre. Este detalle de la apertura no se refleja en el lógico aportado por el titular (hoja 46), por lo que el titular se comprometió a modificarlo para reflejar dicha acción.*

- *A preguntas de la inspección sobre el aislamiento de la contención, el titular explicó que el único componente del AF que desempeña esta función son las válvulas de retención interiores, AF-1003/4/5, aguas arriba de la conexión con la línea de alimentación a los GV desde el sistema de agua de alimentación principal. Estas válvulas no figuran en la tabla del EFS 6.2.4-1, donde sí aparecen las válvulas de control HV-1664/5/6, que no reciben señal de aislamiento ni tienen requisito de tiempo máximo de cierre, conforme al diseño explicado por el titular. Que, consecuentemente, el titular habrá de introducir las modificaciones pertinentes en la tabla 6.2.4-1 del EFS con objeto de que ésta refleje correctamente las válvulas de aislamiento de la contención y, asimismo, contemplar dichos componentes en los programas de pruebas que les apliquen.”*

Comentario:

El plano indicado se modificará con la acción AI-AL-13/263 del SEA/PAC.

Se evaluará la modificación de la tabla dentro del alcance de la acción AI-AL-13/270.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 30 de 50, segundo párrafo:

Dice el Acta:

“Que se revisaron una serie de aspectos del diseño mecánico de la válvula [REDACTED]. Se trata de una válvula de clase nuclear 2 situada en el edificio de salvaguardias, diseñada por la empresa [REDACTED]; con rating 900 y paso de 4 pulgadas. Se mostró a la Inspección el informe de Diseño realizado por [REDACTED]. En él se encontraban una serie de cálculos analíticos realizados de acuerdo al artículo NB3500 de la Sección III del código ASME. En la comprobación sísmica de la válvula se habían utilizado unas aceleraciones horizontales y verticales de 3g y 5g respectivamente; que estaban de acuerdo con las aceleraciones admisibles para CNA. También se habían realizado comprobaciones de tensiones en zonas críticas del componente, obteniéndose siempre factores de seguridad por encima de lo unidad. No fue posible comprobar que las masas consideradas en el cálculo eran coherentes con el plano del fabricante, ya que no estaba referenciado qué secciones se estaban valorando. Se verificó que los valores utilizados en los análisis eran compatibles con los datos de la especificación del cliente, de referencia IM-1715 con fecha de 20 de junio de 1973.”

Comentario:

El informe entregado en la inspección, 01-436-686, corresponde a la válvula con ítem de [REDACTED] 23-GC-308. El ítem de [REDACTED] para la válvula [REDACTED] en cuestión es 23-GB-308. Ambas válvulas son de 4" y 900#. Está en curso la localización del documento que establezca equivalencia entre las dos válvulas, de acuerdo a la acción del SEA/PAC AI-AL-13/264.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 30 de 50, último párrafo:

Dice el Acta:

“Que la inspección revisó aspectos relacionados con las bombas de suministro de agua de alimentación auxiliar a los GV: dos motobombas (AF-PP-01A/B) y una turbobomba (AF-PP-02), siendo ésta de mayor capacidad que las accionadas por motor. Que se revisaron los siguientes aspectos de funcionamiento:

•Las motobombas proporcionan un caudal de diseño de 102,2 m³/ h y la turbobomba de 204,4 m³/h. Esta diferencia, unida al hecho de que la señal de inyección de seguridad (IS) sólo arranca las motobombas y no la turbobomba, no impide que con una sola motobomba puedan suministrarse los 93,3 m³/h a los 3GV en 1 minuto, conforme a los criterios de diseño, en el caso hipotético accidental de IS con fallo del secuenciador de un tren. De acuerdo con ello, el titular se comprometió a mejorar la redacción del apartado 6.5.2.1 del EFS con el fin de evitar interpretaciones erróneas sobre la capacidad de las motobombas respecto a los valores requeridos por el diseño.”

Comentario:

Se mejorará la redacción del EFS de acuerdo a la acción AI-AL-13/271 del SEA/PAC.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 31 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“La inspección señaló que en el apartado 4D.1 del documento "Adjunto n° 8" del Análisis Probabilista de Seguridad figura como función del AF el suministrar un caudal mínimo a los GV de 380 gpm, en lugar de los 406 gpm del EFS, explicando el titular que 380 gpm era el caudal requerido antes del aumento de potencia de la central, comprometiéndose a revisar este apartado para introducir las correcciones precisas.”

Comentario:

En el apartado 4D.1 de la edición actualmente en vigor (Revisión 11) del APS figuran los 406 gpm.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 31 de 50, séptimo párrafo:

Dice el Acta:

“Se dispone también de líneas de mínimo flujo de bypass de las controladoras de descarga de las motobombas, que limitan el caudal en los arranques a 7.2 m³/h durante un minuto, intervalo en que la controladora permanece cerrada, en prevención del golpe de ariete en el arranque. El titular mostró el diagrama 01-DI-1103, hoja 78, correspondiente a la línea de bypass de la válvula [REDACTED], donde se refleja la válvula manual AF-300 en posición cerrada, mientras que el diagrama de tubería (fig. 6.5.2-1 del EFS) la representa enclavada abierta. Que el titular se comprometió a introducir las correcciones necesarias para hacer coherentes las dos referencias.”

Comentario:

Se ha emitido la Hoja de cambio documental 1-HCD-1619 y 2-HCD-1620.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 32 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“La válvula de parada HV-1690 no recibe señales automáticas de apertura y, una vez actuado el disparo por sobrevelocidad, debe ser repuesto manualmente para posibilitar posteriores aperturas de la válvula. El diagrama de control y cableado 01-DE-1712 (hoja 45), del que se entregó copia a la inspección, no identifica adecuadamente que el rearme consiste en cerrar un interruptor en la ubicación de la turbobomba para habilitar el circuito de apertura de la válvula, a pesar de que la nota 1 de dicho plano indica la existencia de dicho interruptor. El titular se comprometió a corregir el plano para identificar que el interruptor local LS5 es al que se refiere la nota 1 del mismo y en la que se indica que debe reponerse manual y localmente.”

Comentario:

Se ha emitido la Hoja de cambio documental 2-HCD-1618. El plano correspondiente a la otra unidad se actualizará de acuerdo a la acción del SEA/PAC AI-AL-13/265.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 33 de 50, tercer párrafo:

Dice el Acta:

“Que con respecto a la parte bomba, tag AF-PP-02, los representantes del Titular manifestaron que de la línea de entrada a la misma no existen cálculos analíticos. Según se indicó, al tratarse de una línea considerada como «fría» no se calcula explícitamente sino que se utilizó la guía general de EEAA de soportado. Por tanto se asume que las cargas que llegan a la tobera de entrada son admisibles. En el momento de la inspección no se pudo informar de los criterios utilizados en CNA para considerar una línea como fría. Con respecto salida de la bomba se mostró la unidad de análisis CR-110 y los valores de cargas resultantes en toberas recogidos en el cuaderno de cálculo 01-C-A-1095. El nodo correspondiente a la tobera de salida de la motobomba era el número 5. El fabricante [REDACTED] identificó en el informe sísmico citado anteriormente el método para combinar fuerzas y momentos calculados y comparar el valor resultante con el admisible. Sin embargo CNA no pudo mostrar evidencia documental de que se hubiese realizado dicha comprobación.”

Comentario:

Los criterios de análisis se definen en el documento 01-L-A-0001, estableciendo para antes del 2005 que se analizarán las líneas calientes mayores de 1” con temperatura superior a 350°F, y con presión superior a 275PSIG. A partir de 2005 se establece el criterio de tubería caliente toda aquella que supere los 212°F (edición 37 del documento).

La comprobación de las fuerzas y momentos admisibles, no se realizó al considerarse como tubería fría.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 33 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“Que la inspección recibió copia de las órdenes de trabajo (OT) que se habían seleccionado por la inspección e identificado en la agenda transmitida previamente al titular. De la revisión de dichas OT cabe destacar que se observó un número muy elevado de OT que afectan a las válvulas de control de la turbobomba hacia los GV B y C, relacionadas con desajustes en los finales de carrera y también de tiempos incorrectos de actuación.”

Comentario:

Los finales de carrera de las válvulas de control de descarga de las motobombas AF-FV-1681 A/B los se han sustituido por otros de tipo magnético más fiables con las 1/2-MDR-2846-00/01 en R122/R221.

Respecto de los tiempos de actuación hay que clarificar que los únicos tiempos de actuación que se consideran oficiales y validos son los medidos según procedimientos IRX-ES-38/IRX-PV-27.04.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 35 de 50, párrafo décimo:

Dice el Acta:

"-No se ha cambiado la junta, ni está planificado hacerlo, de la válvula HV-1681A de control de caudal de la turbobomba."

Comentario:

La válvula AF1-FV-1681A se cambió en R120 mediante PT 781483. Se ha abierto acción AI-AL-13/275 a Mantenimiento Mecánico con el objetivo de documentar el estado actual de las válvulas de control del AF en ambas unidades.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 35 de 50, último párrafo a quinto de la página siguiente:

Dice el Acta:

“• Que sobre el impacto de esta modificación en la funcionalidad de estos componentes y su conformidad con lo establecido en sus bases de diseño, el titular manifestó no haber realizado otras pruebas post-mantenimiento que las de aplicación periódica habitual, indicando a preguntas de la inspección que estas válvulas reciben una diagnosis que incluye una prueba de fugas del actuador.

• Que, asimismo, el titular indicó que el programa de diagnosis se aplica por ciclos, ya cerrados, habiendo sido probadas todas las válvulas objeto de diagnosis. Que a petición de la inspección el titular se comprometió a informar sobre los resultados del proceso de diagnosis aplicado a estas válvulas.

• Que la inspección indicó al titular la necesidad de realizar el cambio de repuestos de todas las válvulas que están dentro del alcance de la gama de mantenimiento de acuerdo con lo establecido en este procedimiento, por lo que debe programarse el cambio de juntas de las válvulas que aún no se hayan repuesto desde que se detectó el problema en 2009 y también de todas aquellas que, aun estando dentro del alcance de la OT no han recibido el mantenimiento posterior con la frecuencia que les aplica, en ambas unidades, con la mayor brevedad posible.

• Que para las válvulas en las que no se haya realizado todavía la modificación, el titular deberá tratarlo como una modificación de diseño según lo establecido en la IS-21, incluyendo en el análisis previo todos los cambios a realizar en las válvulas, tanto los mecanizados de la cajera como los relativos a la tornillería, según se describe en la OT 4743087.

• Que, asimismo, la inspección indicó al titular que debería haberse aplicado el proceso de modificaciones de diseño para realizar los cambios descritos en la OT, de manera que un análisis permitiese establecer con las garantías debidas que los cambios no van a introducir nuevos modos de fallo y las posibles pruebas que se estimasen necesarias para descartar cualquier impacto negativo en la funcionalidad del componente. Igualmente, se indicó que la situación actual en que el titular mantiene estos componentes, fuera del mantenimiento que les aplica, debe tratarse como una condición de no conformidad con lo establecido en los programas de mantenimiento, gestión de vida, modificaciones de diseño y actualización documental del titular, encontrándose incumplidos con esta práctica los apartados 7.4, 7.7 y 7.10 de la IS-26, así como los apartados Quinto, Séptimo y Noveno de la IS-21, este último referido a Condiciones Anómalas.

• Que, de acuerdo con lo antedicho, el titular debe emitir una condición anómala que incluya una justificación de la operabilidad de las válvulas de control del AF, de acuerdo con la guía UNESA CEN-22 de condiciones no conformes y con la propia IS-21 de modificaciones de diseño.”

Comentario:

Las válvulas están supervisadas por 3 procesos: pruebas postmantenimiento, PV's y pruebas de diagnosis. Tras cada recarga después del análisis conjunto AT/IC/GC/IR de los trabajos realizados sobre válvulas neumáticas categoría 1 se realiza y emite un informe recopilatorio de todas las actividades realizadas, centrándose fundamentalmente en resultados de diagnosis.

Está en curso la edición de una condición anómala relativa a las válvulas del control de AF que será remitida al CSN. Dentro de las acciones previstas está la documentación de los cambios ya



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

realizados y la edición de una SER (Solicitud de Evaluación de Repuesto Alternativo) que documente la validación de los cambios previstos en el alcance.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 36 de 50, segundo a cuarto párrafo:

Dice el Acta:

“El dossier de la MD de la Unidad 1 señala que estos indicadores irían anclados a la pared, aunque finalmente se fijaron a un soporte exento de categoría sísmica resistentes al sismo SSE; si bien el titular mostró una imagen con el detalle de la instalación final de uno de los indicadores, esta alteración respecto al diseño original no se ha documentado. La implantación se completó en septiembre 2007. La misma incidencia se identifica para la Unidad 2

•Que según indicó la inspección dicha alteración de diseño debería haberse documentado, como se indica en el procedimiento de gestión de modificaciones de diseño de CNA (GE-26), al tratarse de un soporte instalado en un edificio sísmico.”

Comentario:

La forma habitual de trabajar cuando los soportes no están diseñados explícitamente (planos dimensionales) es trabajar con típicos o soportes diseñados por el montador que se envían a Ingeniería de Planta EEAA quien los valida, y queda documentado en el dossier de la MD. Sólo se hacen alteraciones de diseño si el diseño se ve alterado, que no sería el caso.

Evaluado el soportado instalado se ha comprobado que cumple los criterios de diseño. Se han generado 2 HCD's para la documentación de esta alteración al diseño: 1-HCD-01573 y 2-HCD-01574.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983

Comentarios

Hoja 39 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“Que se revisó la modificación de diseño 1/2-MDR-02100, cuyo objeto era desplazar los cuatro termómetros de los cambiadores del CC/SW para facilitar la lectura de los mismos (dos por unidad). Según se indicaba en el texto de la modificación y en la orden de cambio civil, los termómetros se anclarían a la pared. Sin embargo según se pudo comprobar, al disponerse de un reportaje fotográfico de la implantación final, dos de ellos se encontraban anclados a un soporte (SW1-TI-3675 y SW2-TI-3676) y dos al muro del edificio auxiliar (SW1-TI-3674 y SW2-TI-3677). Según indicó la Inspección dicha alteración de diseño debería haberse documentado, como se indica en el procedimiento de gestión de modificaciones de diseño de CNA (GE-26), al tratarse de un soporte instalado en un edificio sísmico.”

Comentario:

Ver comentario anterior.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 44 de 50, octavo párrafo:

Dice el Acta:

“Que en CN Almaraz las modificaciones en los procesos de calibración de transmisores cuyos pasos estos descritos en gamas de mantenimiento, como los que son objeto de la presente inspección, no están sujetas a los procesos formales de revisión establecidos en el procedimiento GE-12.”

Comentario:

Las gamas definen simplemente instrucciones para realizar un trabajo sobre un equipo que, o no es requerido operable, o se declara inoperable durante la ejecución de la gama, y existen pruebas post-mantenimiento, verificaciones incluidas en PVs, etc., que validan el correcto comportamiento una vez realizado el trabajo.

En cualquier caso, está en curso la evaluación de mejoras en el tratamiento documental de las gamas de acuerdo a la acción del SEA/PAC ES-AT-13/078.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 45 de 50, primer párrafo:

Dice el Acta:

“Que los representantes del Titular confirmaron que la utilización de gamas de calibración para la realización de requisitos de vigilancia de instrumentos, y referenciadas desde los procedimientos de vigilancia que dan cobertura al proceso completo de calibración, es una práctica normal en mantenimiento de [REDACTED] C N. Almaraz; y entregaron a la Inspección el listado de procedimientos de vigilancia de Mantenimiento de [REDACTED] que responden a esta práctica. Son los siguientes: ICX-PV-58.03, ICX-PV-58.04, ICX-PV-58.05, ICX-PV-58.06, ICX-PV-58.08, ICX-PV-58 09, IC1/2-PV-22, IC1/2-PV-23, IC1/2-PV-24, IC1/2-PV-25, IC1/2-PV-27, IC1/2-PV-28, IC1/2-PV-30, IC1/2-PV-31, IC1/2-PV-32, IC1/2-PV-33, IC1/2-PV-37, IC1/2-PV-38, IC1/2-PV-39, IC1/2-PV-42, IC1/2-PV-43, IC1/2-PV-44, IC1/2-PV-58.01, IC1/2-PV-58.02, IC1/2-PV-63, IC1/2-PV-65 e IC1/2-PV-70.”

Comentario:

Ver comentario anterior.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 47 de 50, tercer a sexto párrafo:

Dice el Acta:

“Que los pasos del procedimiento no incluyen visado (firma) del Operador de Reactor confirmando que se han cumplimentado todos los pasos ó los más críticos.

Que el Auxiliar de Salvaguardias no dispone de la hoja correspondiente del procedimiento, por lo que sus actuaciones dependen de las instrucciones recibidas directamente por megafonía o telefonía del Operador de Reactor.

Que el procedimiento no prevé la posibilidad de que la tarea realizada por el Auxiliar de Salvaguardias de restituir las válvulas CS-145/151 a su posición de abiertas incluya un visado (firma) del mismo.

Que los registros de la prueba sólo incluyen datos sobre los tiempos de respuesta medidos, etc.; no estando prevista la inclusión de información al respecto de la posición de realineamiento en que han quedado tras la prueba los componentes actuados.”

Comentario:

Con la acción del SEA/PAC AI-AL-13/257 se revisará el procedimiento IRX-PV-27.04 para incluir la firma del operador cuando se manipulen válvulas manuales, para el control de la posición de dichas válvulas.

Con la acción AI-AL-13/258 se modificará el OPX-ES-66 para analizar la inclusión explícita del IRX-PV-27.4 así como la conveniencia de realizar una referencia cruzada desde los procedimientos IRX al procedimiento OPX-ES-66 para que sea ejecutado sistemáticamente tras cada ejecución de los primeros.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 47 de 50, noveno a décimo párrafo:

Dice el Acta:

“Que estas válvulas no disponen de finales de carrera con indicación de posición local o en sala de control.

Que la posición de las válvulas se determina mediante una flecha metálica en alto-relieve (pintada de negro, de gris o de blanco, según la válvula) fijada en el cuerpo de la válvula. Esta flecha se orienta hacia unas pequeñas placas (etiquetas), verdes o rojas, con una "C" (Cerrada) o una "A" (Abierta) grabadas respectivamente en las mismas en texto blanco, pegadas sobre el cuerpo de la válvula. El ángulo que debe recorrer la aguja metálica para señalar entre ambas placas es del orden de 90°, si bien la distancia entre el puntero de la flecha y las placas es considerable, por lo que la señalización de completamente cerrada o completamente abierta es poco precisa.

Que estas placas verdes y rojas habían sido colocadas hacia el año 2006 por Operación para facilitar a los Auxiliares de Operación la identificación de la posición de las válvulas.

Que la válvula CC-151 de la Unidad 1 no disponía, en el momento de la inspección, de la etiqueta verde indicativa de la posición cerrada.

Que aunque la indicación de posición (totalmente abierta o totalmente cerrada) no es precisa con el sistema disponible, los representantes del Titular señalaron que al ser válvulas de mariposa con sólo un 30% de apertura son capaces de permitir un caudal de aproximadamente el 80% del nominal, así como que a medida que pasa el caudal por las mismas tienden a desplazarse a su posición de máxima apertura.

Que ante la pregunta de la Inspección sobre dos líneas blancas radiales dibujadas también sobre el cuerpo de cada una de las válvulas, que parecían tener así mismo alguna relación con una indicación del alineamiento, de la posición, de las válvulas, los representantes del Titular indicaron que correspondían al ajuste fino, real, de la posición de las válvulas que señala Mantenimiento Mecánico cuando interviene en las mismas. La Inspección comprobó que el alineamiento de estas líneas no es en algún caso exactamente coincidente con la posición de las etiquetas roja y verde.

Que dado que en el interior de las salas que alojan estas válvulas no existe sistema fijo de comunicación (megafonía o telefonía), el Auxiliar de Salvaguardias debe salir fuera de las salas para establecer las comunicaciones necesarias con Sala de Control desde que cierra las válvulas CC-145/151 y lo comunica a Sala de Control hasta que recibe la instrucción desde Sala de Control de abrirlas y las abre de nuevo.

Que durante el tiempo en que dichas válvulas permanecen cerradas para permitir la prueba de actuación de las válvulas motorizadas, el Auxiliar de Salvaguardias permanecerá habitualmente fuera de las salas, para establecer las comunicaciones con Sala de Control, aunque en esas circunstancias los cambiadores de calor del sistema RHR están indisponibles dada la posición cerrada de las válvulas manuales.

Que los representantes del Titular señalaron que abrirían una acción en el Programa de Acciones Correctivas (PAC) para mejorar la organización de la prueba y el diseño del procedimiento y las comunicaciones de manera que se establezcan barreras adicionales que reduzcan la probabilidad de que, tras esta prueba, las válvulas CC-145/151 puedan quedar incorrectamente alineadas (cerradas). Señalaron, asimismo, que abrirían una acción en el PAC para la mejora de la indicación de posición de estas válvulas CC-145/151.”



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Comentario:

Con la acción en SEA/PAC AI-AL-13/259 se mejorará la identificación e indicación de posición en planta de la CC-1/2-145 y 151. Adicionalmente con la acción AI-AL-13/260 se evaluarán posibles mejoras en la organización de la prueba y el diseño del procedimiento IRX-PV-27.4 y las comunicaciones.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 48 de 50, penúltimo párrafo:

Dice el Acta:

"Que en la página 253/334 del procedimiento hay un posible error, ya que para hacer la prueba de la válvula HV-3431 (esto es tren B) la primera instrucción que da es asegurar que "Tren A de RHR parado, en lugar de asegurarlo para tren B."

Comentario:

Se corregirá la errata en la próxima edición del procedimiento de acuerdo a la acción AI-AL-13/268 abierta en el SEA/PAC.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/AL0/13/983
Comentarios

Hoja 49 de 50, quinto párrafo:

Dice el Acta:

“Que el procedimiento IRX-PV-27.4 no estaba incluido en el OPX-ES-66. Los representantes del Titular señalaron que valorarán la inclusión explícita del IRX-PV-27.4 en el OPX-ES-66; así como que analizarán la conveniencia de realizar una referencia cruzada desde los procedimientos IRX al procedimiento OPX-ES-66 para que sea ejecutado sistemáticamente tras cada ejecución de los primeros.”

Comentario:

Ver comentario a la Hoja 47 de 50, tercer a sexto párrafo

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el “Trámite” del acta de inspección de referencia CSN/AIN/ALO/13/983 correspondiente a la inspección realizada en la central nuclear de ASCÓ los días doce, trece y catorce de junio de dos mil trece, los inspectores que la suscriben declaran:

Comentario general: El comentario no modifica el contenido del Acta

Hoja 4 de 50, tercer y cuarto párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta.

Hoja 5 de 50, último párrafo a segundo de la hoja siguiente: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 7 de 50, cuarto y quinto párrafo: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 7 de 50, penúltimo párrafo: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 11 de 50, primer a cuarto párrafo: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta..

Hoja 12 de 50, último párrafo a primero de la hoja siguiente: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 13 de 50, tercer al último párrafo: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 14 de 50, tercer y cuarto párrafo: Se acepta el comentario como información adicional, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 16 de 50, décimo párrafo: No se acepta el comentario. Las hojas Excel a que se refiere el décimo párrafo tienen por título “Seguimiento de derivas en transmisores con función de seguridad”. Estos no corresponden a los anexos de ICX-ES-15 Rev.3.

Hoja de 17 de 50, penúltimo y último párrafo: El párrafo anterior (noveno párrafo) dice “el titular proporcionó el registro de ejecución del IC1-PV-25” y el penúltimo párrafo indica que sobre dicho registro el titular adjunta otros registros adicionales. No se acepta el comentario.

Hoja 19 de 50, segundo párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta.

Hoja 19 de 50, séptimo párrafo a segundo de la hoja siguiente: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

Hoja 20 de 50, párrafos sexto, séptimo y octavo: Se acepta el comentario parcialmente, matizando que el pico de temperatura se produce a las 18 horas tras la parada del reactor, coincidiendo con el arranque del RHR, y es a partir de entonces cuando se inicia el intervalo de 14 horas durante las que se mantiene la temperatura por encima del valor de diseño.

No se acepta el comentario en lo que respecta a la disponibilidad de los informes mencionados ya que como consta en el acta no fue posible valorar de forma cuantitativa lo manifestado por el titular sobre los “amplios márgenes” existentes en la cualificación ambiental de los equipos.

No se acepta el comentario relativo al impacto en los equipos refrigerados por los sistemas CC/SW, puesto que no resuelve la cuestión planteada por la inspección sobre la funcionalidad de los cambiadores directamente refrigerados por el sistema CC e identificados por la inspección en el acta. El titular lo enfoca desde el punto de vista del impacto ambiental sobre la resistencia mecánica de los cambiadores, concluyendo que estructuralmente no se ven afectados por el aumento de temperatura de las salas, y dando por suficiente el análisis.

Hoja 22 de 50, primer y segundo párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 22 de 50, tercer párrafo a primero de la hoja siguiente: Se acepta el comentario.

Hoja 23 de 50, tercer y cuarto párrafo: No se acepta el comentario. Un procedimiento no puede considerarse validado sin estarlo las acciones manuales contempladas en él.

Hoja 23 de 50, quinto párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 24 de 50, último párrafo: Se acepta el comentario parcialmente, como se indica a continuación:

- El titular debe contemplar el impacto de la rotura de líneas de alta energía (LOCA y MSLB) coincidente con la rotura del sistema Taprogge y demostrar que no hay impacto en el pico de Presión y Temperatura en la contención.
- Se acepta la parte del comentario que confirma la revisión del informe de impacto en los equipos, incluyendo el juicio técnico solicitado para todos los equipos refrigerados por el sistema CC.
- No resulta aceptable sustituir la emisión de una condición anómala por la de un ISN. La inspección señala que la apertura de una condición anómala surge por aplicación directa de la guía UNESA CEN-22 y de la IS-21. Las acciones correctoras identificadas en el ISN no han sido suficientes, como se puso de manifiesto durante la inspección, para resolver las cuestiones que se plantearon sobre el impacto de la rotura en los sistemas CC/SW.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

Hoja 26 de 50, último párrafo a primero de la hoja 27: No se acepta el comentario.

Hoja 28 de 50, primer párrafo.: Se acepta el comentario.

Hoja 28 de 50, último párrafo a primero de la siguiente: Se acepta el comentario.

Hoja 29 de 50, tercer párrafo a primero de la siguiente: Se acepta el comentario.

Hoja 30 de 50, segundo párrafo: Se acepta el comentario, pero no se modifica el contenido del acta.

Hoja 30 de 50, último párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 31 de 50, quinto párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 31 de 50) séptimo párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 32 de 50) quinto párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 33 de 50, tercer párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 33 de 50) quinto párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 35 de 50, párrafo décimo: Se acepta el comentario de tipo aclaratorio, que incluye una información contraria a la proporcionada durante la inspección.

Hoja 35 de 50, último párrafo a quinto de la siguiente: Se acepta el comentario, que no modifica el contenido del acta.

Hoja 36 de 50, segundo a cuarto párrafo: Se acepta la aclaración del titular relativa a la forma de trabajar con soportes no diseñados explícitamente, pero se reitera la idea de que el diseño final del soportado no estaba adecuadamente documentado en el dossier de la MD.

Hoja 39 de 50, quinto párrafo: Se acepta el comentario.

Hoja 44 de 50, octavo párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta. Se acepta la información posterior a la inspección sobre la acción generada en el SEA.

Hoja 45 de 50, primer párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta. Se acepta la información posterior a la inspección sobre la acción generada en el SEA..

Hoja 47 de 50, tercer a sexto párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta. Se acepta la información posterior a la inspección sobre las acciones generadas en el SEA.

Hoja 47 de 50, noveno a décimo párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta. Se acepta la información posterior a la inspección sobre las acciones generadas en el SEA.

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

Hoja 48 de 50, penúltimo párrafo: El comentario no modifica el contenido del acta. Se acepta la información posterior a la inspección sobre la acción generada en el SEA.

Hoja 49 de 50, quinto párrafo: La misma resolución del comentario a la hoja 47 de 50, tercer a sexto párrafo.

Madrid, 15 de noviembre de 2013



Fdo.: D. [Redacted]
Inspector del CSN



Fdo.: Dña. [Redacted]
Inspectora del CSN



Fdo.: D. [Redacted]
Inspector del CSN



Fdo.: [Redacted]
Inspector del CSN



Fdo.: [Redacted]
Inspector del CSN



[Redacted]
Inspector del CSN



Fdo.: [Redacted]
Inspector del CSN