

CSN**ACTA DE INSPECCIÓN**

D. [REDACTED], Dña. [REDACTED] y Dña. [REDACTED]
[REDACTED], inspectores del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN),

CERTIFICAN: Que se personaron los días 20 y 21 de marzo de 2013 en la Central Nuclear Santa María de Garoña, emplazada en la provincia de Burgos, instalación que dispone de Permiso de Explotación concedido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con Orden ITC/1785/2009 de fecha 3 de julio de 2009.

Que la inspección tenía por objeto realizar una revisión del Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de la CN Santa María de Garoña en situación de cese de explotación. Que en dicha situación la única fuente de radiactividad a considerar es la piscina de combustible irradiado. Que la inspección se desarrolló de acuerdo con el procedimiento de inspección del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC) de referencia PT.IV.225 sobre el mantenimiento y actualización de los Análisis Probabilistas de Seguridad, siguiendo la agenda que previamente había sido remitida a los representantes de NUCLENOR S.A, titular de la Autorización de Explotación de la C.N. Santa M^a de Garoña (en adelante representantes de NUCLENOR), y que se adjunta a la presente Acta de Inspección, en el anexo 1.

Que la Inspección fue recibida por D. [REDACTED] y D. [REDACTED]
[REDACTED], de la sección de seguridad y licencia de NUCLENOR, y D. [REDACTED]
[REDACTED] y D. [REDACTED], de la empresa [REDACTED]. Que ocasionalmente fueron asistidos por personal de operación de la CN Santa María de Garoña.

Que los representantes de [REDACTED] fueron advertidos al inicio de la inspección de que el acta que se levantase, así como los comentarios recogidos en la tramitación de la misma, tendrían la consideración de documentos públicos y podrían ser publicados de oficio, o a instancia de cualquier persona física o jurídica. Lo que se notificó a los efectos de que el titular expresara qué información o documentación aportada durante la inspección podría no ser publicable por su carácter confidencial o restringido.

Que previamente a la inspección NUCLENOR suministró al CSN el modelo del APS de piscina para correr con el código [REDACTED] y el documento "Análisis Probabilista de Seguridad en situación de cese de Explotación" de la CN Santa María de Garoña. Que dicho documento está formado por los siguientes informes:

1. APS-IT-PISC-C Rev. 0 Análisis de la piscina de combustible gastado en situación de cese de la explotación.
2. APS-IT-S1 Rev. 9 Análisis del sistema de enfriamiento en parada (SHC).

CSN

3. APS-IT-S4 Rev. 10 Análisis del sistema de refrigeración en circuito cerrado del edificio del reactor (RBCCW).
4. APS-IT-S5 Rev. 11 Análisis del sistema de almacenamiento y transferencia de condensado (CST).
5. APS-IT-S11 Rev. 10 Análisis del sistema de condensador de aislamiento (IC).
6. APS-IT-S12 Rev. 12 Análisis del sistema de inyección de agua a baja presión y refrigeración de la contención (LPCI).



Que los documentos de análisis de sistemas son nuevas revisiones de los mismos documentos que componen el APS de sucesos internos a potencia de 2011, salvo quizás alguna modificación para dar cuenta de algún aspecto particular del APS en situación de cese de explotación. Que cada sistema se analiza en un único documento en el que se tienen en cuenta todos los posibles modos de operación, y por tanto los tipos de APS a los que aplica.

Que de la información suministrada por los representantes de NUCLENOR y del personal técnico del proyecto APS a requerimiento de la Inspección, así como de las comprobaciones documentales realizadas por la misma, resulta:

Que la Inspección efectuó a los representantes de Nuclenor una serie de preguntas relativas a las tareas de Iniciadores, Secuencias, Sistemas, Cuantificación y Análisis de Datos.

Que la Inspección indicó a los representantes de Nuclenor que en el último párrafo de la página 9 del documento APS-IT-PISC-C se hace referencia a la pérdida del sistema de refrigeración de piscina. Que esta referencia parece entrar en contradicción con el segundo párrafo de la misma página, en el que se dice que conservadoramente no se da crédito en el APS al Sistema de Refrigeración y Filtrado de la Piscina (FPC).

Que los representantes de Nuclenor respondieron que en realidad el último párrafo de la página 9 no hace referencia al Sistema de Refrigeración y Filtrado de la Piscina (FPC) sino a la función de refrigeración de la misma. Que en futuras revisiones del documento APS-IT-PISC-C se redactará dicho párrafo de manera que no dé lugar a confusión.

Que la Inspección indicó a los representantes de Nuclenor que la función de seguridad de Subcriticidad, introducida en la página 8 del documento APS-IT-PISC-C, no da lugar a ningún sistema frontal tal como ocurre con las otras dos funciones de seguridad (refrigeración o extracción de calor residual y reposición de inventario). Que la Inspección entiende que esto es así porque la función de Subcriticidad es intrínseca y por tanto no requiere de sistemas para su consecución, pero que no obstante convendría que se aclarase este hecho en el documento APS-IT-PISC-C para evitar posibles confusiones.

CSN

Que los representantes de Nuclenor respondieron que efectivamente la función de seguridad de Subcriticidad es intrínseca y que no requiere sistemas frontales. Que no obstante se modificaría el documento APS-IT-PISC-C para aclarar esta circunstancia.

Que los representantes de Nuclenor aclararon adicionalmente que el accidente de criticidad en la piscina de combustible gastado está revisado en la última edición del Estudio de Seguridad en Parada. Que dicho accidente se considera imposible mientras se mantengan las condiciones del análisis. Que el análisis contempla todos los tipos de combustible que en estos momentos se encuentran en la piscina. Que en la última revisión el rango de temperaturas de piscina considerado es de 0 a 100 °C, tomando como base el documento ITEC-845 de [REDACTED]. Que en la revisión anterior el rango era de 20 a 100°C, a partir de un documento de la ingeniería [REDACTED] sobre el re-racking de la piscina de combustible.

Que la Inspección preguntó a los representantes de Nuclenor si transcurrido un año de decaimiento de la potencia residual la piscina se refrigeraría con el Sistema de Refrigeración y Filtrado de la Piscina de Combustible o se seguiría utilizando el Sistema de Enfriamiento en Parada (SHC).

Que los representantes de Nuclenor respondieron que esta cuestión se resolverá transcurrido dicho año. Que a día de hoy lo que está previsto es que transcurrido el año la piscina podrá refrigerarse con una temperatura del foco frío inferior a 18 °C. Que en el momento de llevarse a cabo la inspección la piscina estaba siendo refrigerada con el sistema FPC y el SHC, este último con un caudal estrangulado. Que la puesta en servicio del SHC es una exigencia de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

Que la Inspección señaló que en el APS el criterio de daño del combustible es el descubrimiento por debajo del nivel del TIF (Top of Irradiated Fuel), mientras que en el NUREG-1738 se consideran 900 °C para oxidación en aire y 1200 °C para oxidación en vapor.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que el criterio elegido es conservador respecto al del NUREG-1738. Que además es el mismo criterio empleado en el APS en Otros Modos de Operación, lo que permite establecer comparaciones entre los resultados obtenidos en uno y otro análisis.

Que la Inspección preguntó por qué los datos del APS de piscina se toman del APS de sucesos internos a potencia y no del APS en Otros Modos de Operación.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que los trabajos de mantenimiento en situación de cese se parecen más a los que tienen lugar en operación a potencia que en parada de recarga, ya que en esta última se dejan indisponibles trenes enteros y hay un mayor número de mantenimientos concurrentes. Que los datos que alimentan el APS en situación de cese de explotación se recalcularán cuando estén bien definidas las políticas de mantenimiento. En particular, los mantenimientos preventivos



CSN

reflejarán la situación real de la planta en cese. Que también es posible que se produzcan cambios en el APS debido a modificaciones de diseño en la planta, tales como eliminación de sistemas o redimensionamiento de los mismos para adaptarlos a la potencia residual que debe ser extraída de los elementos combustibles.

Que los representantes de Nuclenor declararon que no hay una frecuencia preestablecida de revisiones del APS en situación de cese de explotación, pero que se editará una nueva revisión cuando se conozcan los sistemas que se dejarán disponibles y la política de mantenimientos preventivos. Que aprovechando dicha revisión se actualizará la potencia residual de los elementos combustibles, lo que presumiblemente hará menos conservador el APS y dará lugar a mayores tiempos disponibles. Que se espera emitir esa nueva revisión a lo largo del año 2013.

Que la Inspección pidió aclaraciones sobre por qué el suceso descrito en la página 36 del documento APS-IT-PISC-C, y ocurrido en 2009, ya no sería posible tras la colocación de un soporte.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que el suceso en cuestión consistió en la rotura por fatiga de la tubería de aspiración de la bomba Diesel contra incendios. Que dicha fatiga se produjo por la ausencia de un soporte que ligara la tubería de aspiración a la losa de cimentación de la estructura de toma, con el fin de limitar las vibraciones producidas por la propia bomba. Que un soporte de tales características existía con anterioridad, pero que fue eliminado como parte de los trabajos de sustitución de la bomba Diesel PCI por otra de mayor capacidad, ya que en opinión del fabricante no era necesario y además dificultaba el acceso a la bomba de circulación. Que el problema se detectó durante una prueba de la bomba, en la que se observaron altas vibraciones, así como presión y caudal anómalos. Que se concluyó que el origen del problema era que la tubería de aspiración se encontraba totalmente seccionada. Que durante el tiempo en que estuvo operativa la bomba original con el soporte antivibraciones, no se observó ningún problema de fatiga de la tubería de aspiración, lo que constituye la base para afirmar que tras la instalación del soporte no será posible ese modo de fallo.

Que los representantes de Nuclenor hicieron entrega a la Inspección del documento IM-00-34 "Informe final sobre el fallo en la bomba Diesel de PCI".

Que la Inspección hizo notar que según el documento APS-IT-PISC-C hay algunos sucesos básicos de indisponibilidad cuya probabilidad de fallo se calcula restando al tiempo total de indisponibilidad el tiempo límite para poder recuperar el equipo en cuestión. Los tiempos así obtenidos, si son positivos, se suman y se dividen por el tiempo total de calendario para obtener la probabilidad de fallo del suceso básico. Que de esta manera se calculan, entre otros, los sucesos VIND138TPV, KECANTATPS y KPDM255TOM. Que la Inspección indicó que aunque este método parece adecuado, sería más riguroso ajustar, con los tiempos de indisponibilidad obtenidos de la experiencia operativa de la planta, una distribución lognormal y obtener a partir de ella

CSN

la probabilidad de que la indisponibilidad dure más que el tiempo límite de recuperación. Que con este método alternativo todos los datos intervendrían de alguna manera en el cálculo de la probabilidad de fallo, mientras que con el método que se viene utilizando las indisponibilidades que duran menos que el tiempo límite son desestimadas.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que el método que utilizan para estimación de indisponibilidades es conservador, ya que supone que el suceso iniciador ocurre justo en el instante de comienzo de la indisponibilidad, que es la situación más desfavorable posible. Que no obstante reconocieron que el método propuesto por la Inspección es más riguroso. Que los tiempos límite para recuperación de los equipos podrían ser mayores que los actuales en futuras revisiones del APS en situación de cese de explotación, ya que la potencia residual de los elementos combustibles es menor y esto da un mayor margen de maniobra.

Que la Inspección solicitó que en el caso de que en futuras revisiones se actualice la potencia residual de los elementos combustibles y se alarguen los tiempos límite para recuperación de equipos se ajusten los datos de indisponibilidades a una distribución, de la que se obtendrá la probabilidad de fallo de los correspondientes sucesos básicos.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que así se haría.

Que la Inspección preguntó a los representantes de Nuclenor si el nivel de truncación con el que se calcula en APS en cese de explotación (1E-11) es adecuado, teniendo en cuenta que la frecuencia de daño está en el orden de E-9, lo que quiere decir que el nivel de truncación es 2 órdenes de magnitud inferior, y que en el APS de sucesos internos a potencia el nivel de truncación es típicamente 4 ó 5 veces inferior a la frecuencia de daño.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que primeramente se cuantificó el APS en cese de explotación con un nivel de truncación de 1E-10. Que la frecuencia de daño obtenida fue de aproximadamente $1E-9 \text{ año}^{-1}$, distribuida en 2 conjuntos mínimos de fallo. Que con un nivel de truncación de 1E-11, que es el elegido en la revisión actual del APS, se obtuvo una frecuencia de daño de $1,62E-9 \text{ año}^{-1}$, en 11 conjuntos mínimos de fallo. Que con truncación de 1E-12 la frecuencia de daño es $3,13E-9 \text{ año}^{-1}$. Que se decidió dejar el nivel de truncación en 1E-11 porque el perfil de importancias de los sucesos básicos es aproximadamente el mismo que con 1E-12, y por otra parte nunca se ha seguido un criterio de convergencia de la frecuencia de daño en ninguno de los APS para decidir el nivel de truncación. Que los representantes de Nuclenor dijeron que en la próxima revisión del APS en cese de explotación se incluiría un estudio de sensibilidad de la frecuencia de daño con un nivel de truncación de 1E-12.

Que la Inspección solicitó que se aclarara la diferencia entre "volumen disponible en piscina", para el cual el documento APS-IT-PISC-C adopta un valor de $592,67 \text{ m}^3$, y "volumen efectivo", cuyo valor es de $784,77 \text{ m}^3$.

CSN

Que los representantes de Nuclenor respondieron que el volumen efectivo es un concepto que proviene del documento de re-racking P214412-SRTM-NT-010/1, elaborado por la ingeniería [REDACTED]. Que es el volumen neto de agua en la piscina cuando se encuentra al nivel de alarma por bajo nivel, descontando por supuesto el volumen ocupado por los elementos combustibles y los bastidores. Que el volumen disponible es el volumen de agua que se tendría que evaporar para que, en un accidente de pérdida de refrigeración de la piscina, el nivel alcanzara el TIF, teniendo en cuenta que el nivel inicial es el correspondiente a alarma de bajo nivel.

Que la Inspección replicó que en el documento APS-IT-PISC-C no queda clara la diferencia entre ambos conceptos, y aunque la explicación quede clara en el Estudio de Seguridad en Parada, el APS-IT-PISC-C debería ser más autocontenido. Que adicionalmente, las fórmulas que aparecen en la página I.4 del Anexo I del documento utilizan la misma letra "m" para designar la masa del volumen efectivo y la del volumen disponible. Que aparte de dejar más clara la diferencia entre ambos conceptos, convendría que en la próxima revisión del APS se utilizaran letras distintas para designar ambas masas y así evitar confusiones.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que así lo harían.

Que la Inspección preguntó por qué en la versión de junio de 2012 del documento APS-IT-PISC-C el nivel del TIF es 23 cm menos que en la versión presentada en octubre del mismo año.

Que los representantes de Nuclenor aclararon en primer lugar que el documento de junio de 2012 es el APS de piscina de combustible en operación normal, y que por ello su denominación correcta es APS-IT-PISC. Que la denominación APS-IT-PISC-C designa el APS en situación de cese de explotación. Que hasta junio de 2012 la estimación de la cota del TIF corría a cargo del personal que elabora el APS. Que posteriormente se emitió un documento en el que se estimaba el TIF de manera más precisa, con vistas a la elaboración del Estudio de Seguridad en Parada, y de ahí la diferencia entre ambos documentos. Que los representantes de Nuclenor dijeron que enviarían una copia en formato electrónico del documento en el que se calcula el TIF.

Que la Inspección realizó una serie de preguntas relativas al análisis de inundaciones internas.

Que la Inspección preguntó por el alineamiento de las válvulas que se utiliza normalmente para la refrigeración de la piscina.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que normalmente se tiene alineado un tren del sistema FPC (Sistema de Refrigeración y Filtrado de la Piscina de Combustible), y un tren del SHC (Sistema de Enfriamiento en Parada) estrangulado.

Que, concretamente, en el momento en que se realizó la inspección, estaban en funcionamiento la bomba 1902B del FPC y la bomba 1002B del SHC y que el sistema

CSN

de filtrado en funcionamiento era el AFPC (Sistema Auxiliar de Filtrado) por lo que los filtros del FPC estaban bypassados.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que las válvulas que estaban abiertas eran las siguientes: 1901-82, 1901-35, 1901-28 A/B, 1901-31 A/B, 1901-39, 1901-40, 1901-18, 1901-17 A/B, 1901-20, 1001-75, 1001-78B, 1001-38B y 1001-79B.

Que adicionalmente los representantes de Nuclenor indicaron que en el APS de la Piscina de combustible gastado en situación de cese de explotación (APS en cese de explotación), se había dado crédito a una nueva válvula, la 1901-420 que se tiene previsto instalar este año y que estaría localizada entre las válvulas 1901-17A/B, 1901-15B y 1901-18. Que dicha modificación de diseño, con número 595, había sido propuesta por el APS, y que estaba recogida en el documento APS-CI-R4 - Relación de Modificaciones derivadas del APS, que aún no había sido remitido al CSN.

Que la instalación de la válvula 1901-420 permitiría que en caso de rotura de alguna tubería conectada con la piscina de combustible gastado, se pudieran aislar los dos caminos de inyección con el CST (Sistema de Transferencia de Condensado) o con el LPCI (Sistema de Inyección de Refrigerante a Baja Presión) mediante el cierre de la misma, de manera que si la rotura afecta al camino de inyección del CST o líneas comunicadas, se pueda utilizar el LPCI o viceversa, sin que se vea comprometida por este motivo la función de inyección.

Que la Inspección preguntó dónde iría localizada esa válvula ya que en el plano incluido en el APS en cese de explotación no estaba representada.

Que los representantes de Nuclenor facilitaron a la Inspección un plano en el que se recoge dicha válvula, e indicaron que en dicho plano la válvula figura en posición cerrada, que era la posición inicialmente planteada desde APS y la posición modelada en el APS en cese de explotación, pero que finalmente, a propuesta de operación, dicha válvula va a estar abierta.

Que la Inspección solicitó información sobre la futura localización de dicha válvula en planta.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que se ubicarían en la elevación 539, debajo de los skimmers.

Que la Inspección finalmente preguntó si se había hecho un análisis de sensibilidad para ver el impacto de que la válvula no estuviera.

Que los representantes de Nuclenor informaron de que no disponían de dicho análisis.

Que la Inspección preguntó cómo se han modelado en el APS en cese de explotación las roturas de las tuberías de succión y de descarga de los sistemas SHC y FPC.



CSN

Que los representantes de Nuclenor indicaron que en caso de rotura de alguna tubería, tanto de succión como de descarga de los sistemas SHC y FPC, se ha considerado que dicha rotura no se aísla en un principio, por lo que se descarga todo el volumen de agua de los skimmers, más el volumen de agua contenido en los sistemas más el volumen de agua en la piscina de combustible gastado situado por encima del nivel de los rebosaderos.

Que al registrarse distintas alarmas (bajo nivel en piscina, fallo del SHC y FPC, alto nivel en sumideros del edificio del reactor, etc.), operación enviaría al rondista a: verificar la línea en la que se ha producido la rotura y por lo tanto el camino de inyección afectado, cerrar la válvula 1901-420 y alinear el sistema CST o el sistema LPCI en función del camino de inyección que no se encuentre afectado por la rotura.

Que, adicionalmente, los representantes de Nuclenor informaron de que como consecuencia de estas roturas, no se verían afectados ni por inmersión ni por rociado las bombas del sistema LPCI ni las del sistema CST debido a la configuración de la planta.

Que la Inspección solicitó información de las alarmas a las que se da crédito para la detección de estos escenarios.

Que los representantes de Nuclenor acordaron remitir al CSN un listado de las mismas con posterioridad a la inspección.

Que la Inspección solicitó los procedimientos que sigue operación en caso de que se detecte que hay bajo nivel en la piscina de combustible gastado.

Que los representantes de Nuclenor facilitaron los procedimientos POA – 0040-004 Pérdida de nivel en la cavidad o en la piscina de combustible con vasija abierta y el sistema de enfriamiento en parada en funcionamiento, POA – 0040-005 Pérdida de nivel o aumento de temperatura en la piscina de combustible gastado con vasija tapada, IOP-1900-9 Procedimiento alternativo de refrigeración del agua de la piscina de combustible gastado, IOP-1500-007 Aportación de agua a la piscina de combustible desde el toro con el LPCI.

Que de la revisión de los mismos y la posterior discusión de los mismos se constató que los modelos del APS no representan actualmente la situación real de la planta.

Que los representantes de Nuclenor, no obstante, indicaron que actualmente se está desarrollando un nuevo procedimiento, el POE-P (Procedimiento de Operación de Emergencia en Parada) y se mostró a la Inspección un borrador del mismo.

Que los representantes de Nuclenor, señalaron adicionalmente, que en el momento en que dicho procedimiento esté aprobado se modelizará el APS de acuerdo al mismo.



CSN

Que la Inspección preguntó por las gamas de mantenimiento previstas para los orificios de ruptura de sifón del sistema FPC y para las tuberías de rotura de sifón del AFPC.

Que los representantes de Nuclenor facilitaron las fichas de las gamas GM-IP-11047 y GM-IP-10071 en las que se recogen las inspecciones a realizar para la verificación de la no obstrucción de dichos rompedores de sifón. Que dichas gamas tienen una periodicidad de ejecución de 2 años.

Que la Inspección solicitó información de las frecuencias utilizadas para las roturas de tuberías analizadas.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que para el cálculo de las frecuencias de rotura se está utilizando las frecuencias de rotura recogidas en la Base de Datos Genérica de Centrales Nucleares Españolas (CEN-35).

Que la Inspección preguntó cómo evolucionarían los escenarios de roturas de tuberías del sistema AFPC.

Que los representantes de Nuclenor informaron que en dichos escenarios se plantea también la pérdida de los sistemas SHC y FPC, al considerarse que se vertería un volumen de agua que haría que el nivel de la piscina de combustible gastado bajara por debajo del nivel de los rebosaderos y en ese caso únicamente quedarían disponibles los sistemas de LPCI, CST y PCI.

Que la Inspección solicitó información relativa a la ubicación de los componentes a los que se da crédito en el APS en cese de explotación, en caso de rotura de tuberías conectadas con la piscina de combustible.

Que los representantes de Nuclenor señalaron que en dichos escenarios los únicos componentes a los que se da crédito en esos escenarios son las bombas del CST, las bombas de LPCI y al sistema de PCI.

Que de estos sistemas:

Las bombas del sistema LPCI disponen de protección frente a inundaciones: bordillos localizados en todas las elevaciones en las escaleras de acceso a los cubículos de LPCI de 15 cm que obligan al agua a bajar por la escalera noreste (bordillo de 3 cm) y que por lo tanto conducirían la inundación a la planta baja del edificio del reactor a la zona exterior del toro.

Las bombas del sistema CST se localizan en el edificio de turbina, por lo que no se verían afectadas por la rotura de una tubería localizada en el edificio del reactor.

Las bombas del sistema PCI tampoco se localizan en el edificio del reactor.

CSN

Que la Inspección preguntó cómo evolucionaría el escenario de rotura de una tubería del sistema CST en la zona IR2.02.XX en el que se ubican las bombas A y B del sistema SHC.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que la tubería del CST localizada en esa zona es una tubería de 1" que va a pasar a estar aislada, por lo que no tendría agua y no sería un foco de inundación.

Que la Inspección solicitó información relativa a la evolución del escenario de rotura de una tubería del Sistema de Agua de Servicios (SW) en la zona IR1.

Que los representantes de Nuclenor señalaron que en dicho escenario se produciría el fallo de lazo B del sistema LPCI y el fallo del sistema SHC, pero que se dispondría del CST, del lazo A del LPCI y del sistema de PCI.

Que adicionalmente, los representantes de Nuclenor informaron de que este escenario no se había analizado al no tratarse de un APS de Inundaciones y que en realidad la frecuencia de rotura de tuberías del sistema SW en esa localización seguramente sea mucho menor que la frecuencia de pérdida del SHC contemplada en el APS en cese de explotación.

Que la Inspección preguntó por la evolución del escenario de rotura de una tubería del Sistema CST en la zona R1.02.

Que los representantes de Nuclenor indicaron que en dicho escenario se produciría el fallo de lazo B del sistema LPCI y el fallo del sistema CST, pero que se dispondría del lazo A del LPCI, del sistema SHC y del sistema de PCI.

Que adicionalmente, los representantes de Nuclenor señalaron que este escenario no genera suceso iniciador al no fallar el SHC.

Que la Inspección realizó una visita a planta centrada en la ubicación y accesibilidad de los principales componentes modelados en el APS en cese de explotación. Que, en concreto, los componentes visitados fueron: las mangueras de PCI localizadas en la planta de recarga, las válvulas 1901-14B, 1901-14A, 1901-20, 1001-75, 1001-78A, 1001-78B, 1001-79A, 1001-79B, 1901-382, 1901-40, 1901-22, 1901-18 y 1501-163, el instrumento de nivel LE-1901-11, los paneles PNL-2215A y PNL-2213, y la futura localización de la válvula 1901-420.

Que en relación a la tarea de Fiabilidad Humana del APS de Piscina en cese de NUCLENOR se trataron los temas y se hicieron las comprobaciones que se recogen a continuación.

Que en relación al riesgo asociado al movimiento de contenedores y de combustible sobre la piscina de combustible gastado en cese, los representantes de NUCLENOR se remitieron al valor de 2E-07/año que proporciona el NUREG-1738 para la frecuencia de descubrimiento por caída de contenedor en la piscina, y explicaron que



CSN

para poder utilizar dicho valor deberá garantizarse el criterio de fallo único en la grúa, para lo cual se está calificando la misma según los requisitos del NUREG-0612.

Que la Inspección indicó que sería necesario llevar un análisis de las prácticas de trabajo de CN SMG en cuanto al manejo de la grúa, que conjuntamente con el cumplimiento del criterio de fallo único permiten considerar aplicable dicho valor.

Que la Inspección preguntó si se dispone ya de procedimientos de movimiento de contenedores.

Que los representantes de Nuclenor respondieron que aún no estaban redactados dichos procedimientos.

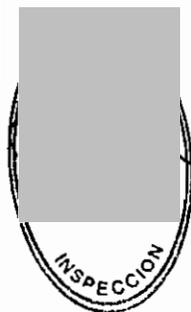
Que en relación a las hipótesis empleadas en la tarea de Fiabilidad Humana, los representantes de NUCLENOR indicaron que no se ha desarrollado un documento específico para esta tarea, y que las hipótesis empleadas que son adicionales a las recogidas en el documento del APS a potencia se han recogido en el apartado 8.6 del informe APS-IT-PISC-C Rev. 0 en el que se documenta el APS en piscina en cese, si bien no se ha incluido un epígrafe específico de hipótesis, habiéndose ido incluyendo dichas hipótesis a lo largo del apartado correspondiente a esta tarea conforme se consideraban aplicables.

Que los representantes de CN SMG se comprometieron a referenciar los documentos del APS a potencia que consideren aplicables en relación a las hipótesis empleadas en el análisis, y revisar las consideraciones empleadas en el APS en piscina para verificar que en la próxima revisión del APS en piscina están todas recogidas explícitamente como tales en uno u otro documento.

Que en relación a la instrumentación de nivel de la piscina de combustible gastado disponible y la que estaba previsto instalar, los representantes de NUCLENOR explicaron que (en el momento que tuvo lugar la inspección) se disponía de un instrumento de nivel de piscina, LS-1901-123, con un rango de medida pequeño en torno al nivel del rebosadero, que proporciona la indicación de nivel (LI-1901-12) y la alarma de bajo nivel (LSI-1901-13) en piscina de sala de control, que son utilizadas por el turno de operación en la detección y toma de acciones en caso de accidente que suponga pérdida de nivel en piscina.

Que adicionalmente se dispone de alarmas de bajo nivel en la sala de control del radwaste y en un panel local, pero no existe personal permanente en ninguna de las dos ubicaciones.

Que se informó a la inspección de que, en el marco de las actuaciones de respuesta a las pruebas de resistencia derivadas del accidente de Fukushima Daiichi, NUCLENOR tenía previsto instalar, antes de julio de 2014, dos nuevos instrumentos de medida de nivel de la piscina de combustible gastado.



CSN

Que estos instrumentos de nivel serán de rango ancho (con capacidad de medida de nivel en toda la altura de la piscina), alimentados de barras esenciales, clase de seguridad y sísmicos, y que aún no se ha decidido cuál será la ubicación en sala de control de los instrumentos correspondientes.

Que adicionalmente está previsto colocar en la piscina una regla, que permitirá la lectura directa y verificación del nivel por parte del rondista. Que la lectura directa proporcionada por dicha regla podrá ser observada desde Sala de Control mediante circuito cerrado de televisión.

Que la Modificación de Diseño correspondiente no está aún lanzada, si bien se dispone de un documento inicial de análisis, y que según las previsiones de las que se disponía en el momento que tuvo lugar la inspección, la modificación estaría implantada antes de julio de 2014.

Que la Inspección se interesó por conocer las previsiones de NUCLENOR en relación a la utilización por el turno de operación del sistema de presentación de parámetros de seguridad (SPDS) en la próxima situación de cese de explotación.

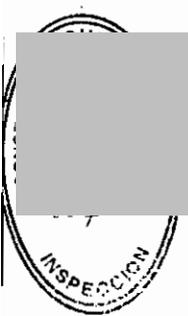
Que los representantes de NUCLENOR indicaron que no se había tomado ninguna decisión al respecto, y manifestaron considerar la utilidad que podría representar el contar con este sistema una vez finalizada la explotación de la planta, como apoyo en la gestión de situaciones accidentales.

Que en relación a la disponibilidad de un documento que recoja las modificaciones a las que se da crédito en el APS, los representantes de NUCLENOR explicaron que, con este objetivo, desde la primera revisión del APS se ha ido elaborando el documento APS-CI-R4, que permite trazar a qué modificaciones se ha dado crédito en cada revisión y su estado (implantadas o no), y que en el momento que tuvo lugar la inspección se encontraba en borrador la revisión correspondiente a este APS, comprometiéndose a enviarlo en el momento que fuera oficial.

Que en relación a los procedimientos de operación aplicables en situación de cese de explotación y los modelados en el APS, se explicó a la Inspección que los procedimientos que se han tenido en cuenta en la elaboración del APS en situación de cese de explotación, y en particular en el análisis de Fiabilidad Humana, no son específicos de esta situación de la central, habiéndose utilizado para ello los procedimientos actualmente vigentes en la instalación.

Que en el caso de los modelos de las acciones humanas de Tipo 3, correspondientes a las acciones del turno en respuesta a los procedimientos tras la ocurrencia del iniciador, se han utilizado fundamentalmente los procedimientos de operación anormal (POA) disponibles en la actualidad.

Que está en curso la elaboración de un procedimiento de operación de emergencia en parada (POE-P) basado en síntomas y con una estructura de diagrama de bloques



CSN

similar a la empleada en los POEs de operación a potencia, que integrará parte de los procedimientos que existen en la actualidad, unificando la respuesta del turno de operación en respuesta a las posibles emergencias que se puedan plantear.

Que el POE-P está basado en el borrador de los nuevos procedimientos de operación de emergencia genéricos de General Electric, por lo que en ciertos casos NUCLENOR está debiendo desarrollar partes del procedimiento específicas.

Que en el POE-P se vigilarán y actuará simultáneamente sobre: el nivel en piscina, la temperatura en piscina, el nivel de agua en contención, y la temperatura y nivel de radiación en contención.

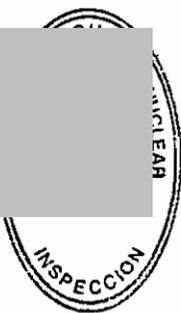
Que está previsto que el POE-P (así como sus bases técnicas) esté disponible a partir de julio de 2013, esto es, para el comienzo de la situación de cese definitivo de explotación, momento en que se anularán las POAs actualmente vigentes, y que NUCLENOR manifestó la imposibilidad de haber utilizado el POE-P en el desarrollo del APS en situación de cese, dado que se está elaborando actualmente, indicando que se tendría en cuenta en la próxima revisión del APS en situación de cese de explotación, prevista para final de 2013.

Que una vez esté disponible el POE-P, se definirá el programa de formación correspondiente.

Que en relación a los modelos de las acciones humanas de Tipo 1, relacionadas con acciones del turno de operación con anterioridad al iniciador (pruebas, mantenimientos y calibraciones), se informó a la Inspección de que se habían empleado los procedimientos vigentes en el momento que se desarrolló el APS, y que se tendrían en cuenta los nuevos procedimientos de pruebas, mantenimiento y calibración una vez estuvieran aprobadas las nuevas especificaciones técnicas en parada y desarrollados todos los procedimientos aplicables.

Que en relación a la composición del turno de operación a la que se da crédito en el análisis de Fiabilidad Humana (un jefe de turno y un ayudante de jefe de turno, ambos con licencia de supervisor, un operador de reactor, un operador de turbina y seis rondistas), los representantes de NUCLENOR reconocieron que no se ajusta a la composición prevista para el turno de operación en situación de cese (que contará con un supervisor, un operador y dos rondistas).

Que los representantes de NUCLENOR indicaron que en el momento que se desarrolló el APS no se había definido aún la composición del turno, por lo que se utilizó la misma configuración que se había utilizado en el APS a potencia, y manifestaron su intención de adaptar el análisis de Fiabilidad Humana a la dotación real del turno (así como sus funciones) en la próxima revisión del APS, prevista para finales de año.



CSN

Que la Inspección se interesó por conocer las previsiones en cuanto al mantenimiento de un centro de apoyo técnico (CAT) en situación de cese de explotación, así como por su composición y funciones, en cuanto esto puede afectar a la forma de considerar dicho CAT en los modelos de fiabilidad humana, en función de la posibilidad que tenga este CAT de recuperar posibles errores del turno.

Que los representantes de NUCLENOR manifestaron no tener información detallada en relación al mantenimiento del CAT ni sus funciones, así como su intención de recabar información sobre este aspecto, indicando que se valorarían las funciones, composición y ubicación del CAT en caso de existir, para decidir si es o no posible darle crédito en el análisis de Fiabilidad Humana en la próxima revisión de este APS.

Que en el APS en situación de cese de explotación no se han considerado acciones humanas Tipo 1 (errores humanos consistentes en dejar incorrectamente alineados equipos después de pruebas y mantenimientos, o incorrectas calibraciones de instrumentos) sobre válvulas manuales, descartando la existencia de nuevas acciones, y considerando que los tiempos disponibles y la necesidad de realizar alineamientos locales para todas las alternativas de enfriamiento y aporte a la piscina permitirían recuperar los posibles errores de alineamiento (acciones Tipo 1) al ejecutar las acciones Tipo 3.

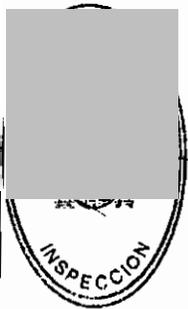
Que en relación a este tema, a preguntas de la Inspección los representantes de NUCLENOR explicaron que no se había llevado a cabo ningún análisis específico para soportar esta hipótesis, habiéndose tenido en cuenta al hacerla las prácticas habituales en la puesta en marcha de sistemas, y los largos tiempos disponibles en la situación de cese de explotación.

Que la Inspección se interesó por conocer las posibles adaptaciones realizadas en la aplicación de la metodología TRC-SAIC para el cálculo de la parte cognitiva de las acciones Tipo 3, en cuanto a la adaptación de los factores de forma utilizados.

Que, en particular, la Inspección preguntó por posibles análisis o alternativas consideradas en relación a la aplicabilidad de la metodología en el caso de acciones cuyo tiempo disponible fuera mucho mayor de una hora, que corresponde al límite de validez de la metodología TRC, y comentó que por este motivo en otras centrales nucleares españolas se emplea una metodología adicional para el cálculo de este tipo de acciones.

Que los representantes de NUCLENOR indicaron que se había empleado la misma metodología que en el APS a potencia, que en el caso de la calidad de los procedimientos se ha considerado que es buena, y que de no ser así se pediría una mejora en los procedimientos, y que en cuanto a la experiencia del turno se ha considerado que ésta es alta.

Que en relación al factor de estrés, teniendo en cuenta los largos tiempos disponibles en general, se explicó que se había empleado para todas las acciones humanas un



CSN

nivel de estrés por debajo del normal, hipótesis con la cual se obtiene un factor multiplicador de 2 debido al estrés.

Que los representantes de NUCLENOR explicaron que eran conscientes de estar utilizando una hipótesis conservadora al considerar que existe un bajo nivel de alerta en todas las acciones, que penaliza a todas ellas por igual, y que en caso de haber aparecido alguna acción como relevante se habría tratado de analizar más esos casos.

Que a preguntas de la Inspección sobre la forma de introducir el factor de estrés en los cálculos de la probabilidad de error humano y de las recuperaciones por otros miembros del turno, los representantes de NUCLENOR se comprometieron a revisar este aspecto.

Que en relación a la utilización del TRC para tiempos disponibles efectivos superiores a una hora, los representantes de NUCLENOR explicaron que se aplica directamente la metodología TRC, y que se utiliza un valor mínimo de $1E-6$ para la probabilidad de error humano resultante, pero que se desconocía la existencia de otras alternativas como las que planteaba la Inspección.

Que los representantes de NUCLENOR manifestaron considerar adecuado el planteamiento utilizado en relación al cálculo de las probabilidades de error humano a través de TRC, tal como se hace en el resto de modelos de APS de la planta, correspondientes a la situación de explotación, indicando que el hecho de combinar métodos diferentes de cálculo podría llevar a incoherencias, pero se mostraron dispuestos a analizar otras alternativas.

Que en relación a la utilización de curvas con ambigüedad en la aplicación de la metodología TRC en el APS en piscina en situación de cese, los representantes de NUCLENOR se comprometieron a analizar e incluir una hipótesis en la que se recojan los criterios empleados.

Que en relación a la calidad de la interfase, se explicó a la Inspección que durante la fase de cese de explotación el operador empleará únicamente una parte de los sistemas disponibles en la actualidad, por lo que se estaban evaluando las zonas de operación de la sala de control.

Que se está analizando la forma más adecuada de adaptar la sala de control y facilitar la labor del operador en la nueva situación de la planta, y que una de las alternativas con las que se estaba trabajando en el momento que tuvo lugar la inspección, era disponer chapas sobre aquellos paneles o partes de los mismos que no fueran requeridos en la nueva situación, delimitando de este modo las zonas de operación.

Que en relación a los criterios empleados para el cálculo de los tiempos disponibles para las acciones humanas, basados en consideraciones relativas a la temperatura del agua de la piscina de combustible gastado y su nivel (esto es, relativos a los criterios



CSN

de éxito de los sistemas modelados en el APS), la Inspección se interesó por conocer si se había llevado a cabo algún análisis relativo a la viabilidad de la ejecución de las acciones humanas teniendo en cuenta las condiciones radiológicas en la planta de recarga en situaciones de pérdida de nivel de agua por encima de los elementos combustibles.

Que los representantes de NUCLENOR indicaron que estos aspectos estaban analizados en el estudio IR-10-079 Rev. 0, "Análisis del impacto radiológico en función del nivel de agua en la Piscina de Combustible Gastado".

Que se explicó a la Inspección que la acción más crítica modelada en el APS en piscina en cese desde el punto de vista radiológico es la inyección con el sistema de PCI a piscina, que se realiza en la propia planta de recarga, y en la cual se requiere colocar la manguera y abrir la boca de incendios correspondiente.

Que se ha estimado un tiempo de ejecución de cinco minutos para esta acción, y que teniendo en cuenta este tiempo y las condiciones radiológicas estimadas en el estudio IR-10-079 Rev. 0, y valorando las limitaciones y justificación de dosis aplicables en situaciones accidentales, se considera posible dar crédito a la realización de esta acción.

Que la Inspección se interesó por conocer posibles verificaciones o simulaciones de ejecución de las acciones humanas modeladas en el APS en piscina en cese realizadas, en particular de la mencionada acción de inyección a piscina con el sistema de PCI, teniendo en cuenta el interés que los resultados de estas verificaciones podrían tener, no sólo desde el punto de vista de APS y de la consideración de los tiempos de ejecución de las mismas, sino también desde el punto de vista de factores humanos, ya que de este tipo de verificaciones podrían derivarse actuaciones de mejora para facilitar o permitir llevar a cabo las mismas.

Que se explicó a la Inspección que no se habían llevado a cabo verificaciones específicas para estimar los tiempos de ejecución de las acciones, y se comprometieron a analizar la posibilidad de llevar a cabo comprobaciones como las indicadas por la Inspección, al menos en el caso de las acciones humanas que se consideren más relevantes.

Que los representantes de NUCLENOR explicaron que se había llevado a cabo un estudio de sensibilidad (recogido en el apartado 9.2.3, Análisis de sensibilidad, del informe APS-IT-PISC-C Rev. 0) relativo a la hipótesis de considerar como tiempo final para la puesta en servicio de los sistemas de reposición de inventario a piscina en caso de pérdida de nivel (y, por tanto, para el cálculo del tiempo disponible para la realización de las acciones humanas) el momento del descubrimiento del combustible.

Que, siguiendo las recomendaciones del NUREG-1738, para calcular los tiempos se utilizó un nivel de un metro por encima de la parte superior del combustible (consideración que desde el punto de vista radiológico reduciría las tasas de dosis de



CSN

140mSv/h a 0.17mSv/h, de acuerdo al estudio IR-10-079 Rev. 0), no encontrándose al hacerlo diferencias en los resultados obtenidos para las acciones humanas, y dando lugar a una variación no significativa en la frecuencia de daño al combustible.

Que en relación a la instrumentación disponible para realizar las acciones humanas y alertar al operador de la necesidad de las mismas, los representantes de NUCLENOR explicaron que no se había modelado en el APS.

Que se explicó a la Inspección que no se consideraba necesario modelar el fallo de la instrumentación empleada para alertar al operador de la necesidad de llevar a cabo las acciones en el APS en piscina en cese, ya que en todos los casos hay formas diversas para detectar la necesidad de la acción, por medio de alarmas y de indicadores, si bien no se ha realizado y documentado un estudio sistemático de los medios de detección disponibles para cada una de las acciones humanas.

Que la Inspección comentó el caso del indicador de nivel de la piscina tratado anteriormente en la inspección, que es un instrumento único, aspecto que se podría haber identificado a través del APS si se hubiera modelado la instrumentación en él.

Que los representantes de NUCLENOR explicaron que incluso aunque se modelaran los fallos de la instrumentación, las probabilidades serían tan bajas que no aparecerían en los resultados.

Que la Inspección solicitó una aclaración en relación al motivo por el cual no se da crédito al fallo de las alarmas de nivel y temperatura, que de acuerdo con el documento APS en piscina en cese está relacionado con el hecho de revisarse la indicación en cada turno y contrastarse con las rondas, sin estar especificado en este documento la relación entre la lectura de indicadores comprobada en las rondas y los tarados de las alarmas.

Que los representantes de NUCLENOR explicaron que dado que la ronda se realiza una vez por turno, en caso de encontrarse que el nivel (o temperatura) reales se encuentran en el valor de alarma, sin haber aparecido ésta, se identificaría tanto el fallo de la alarma correspondiente como la necesidad de la acción.

Que, según los representantes de NUCLENOR, se podría confirmar el fallo de la alarma a través de la comprobación de otros parámetros, alarmas o indicaciones.

Que los representantes de NUCLENOR se comprometieron a mejorar la redacción del informe APS-IT-PISC-C Rev. 0, aclarando que aunque la ronda permitiría detectar si se alcanzara el valor de alarma, no recuperaría posibles errores en el tarado de la misma.

Que en relación a la ejecución de las acciones locales, tal como se había comentado anteriormente, los representantes de NUCLENOR indicaron que no se había llevado a cabo una verificación para constatar la viabilidad de llevarlas a cabo en la que se pudieran asimismo identificar posibles dificultades para su ejecución (tales como



CSN

disponibilidad de herramientas, accesibilidad, adecuación de los procedimientos, comunicaciones, requisitos sobre la dotación requerida para las acciones, entre otros aspectos) y proponer las correspondientes acciones de mejora.

Que, en particular, no se había considerado la posibilidad de que existieran problemas de iluminación que dificultasen la ejecución de las acciones, y que, en todo caso, los representantes de NUCLENOR manifestaron considerar que se dispondría de iluminación de emergencia y de equipos de iluminación portátiles.

Que en relación a la acción humana QMANUALO13 (correspondiente al fallo del operador a arrancar la bomba en reserva del SW), que se ejecuta en respuesta a una alarma, la Inspección se interesó por saber los motivos por los cuales se había modelado como Tipo 3, frente a una posible modelación como Tipo 5.

Que los representantes de NUCLENOR explicaron que esta acción se lleva a cabo siguiendo el procedimiento POA-M4-002, y que se trata de una acción rutinaria de arranque de una bomba de servicios, por lo que no se ha considerado necesario modelarla como una acción de recuperación.

Que en relación al análisis de dependencias, los representantes de NUCLENOR explicaron que se había llevado a cabo utilizando un valor 0.5 para todas las acciones humanas en la cuantificación, y un valor de truncación de 1E-15 para identificar dependencias en acciones sobre los sistemas soporte.

Que en el caso de los sistemas frontales la identificación de dependencias se lleva a cabo directamente a través del análisis de las secuencias.

Que los representantes de NUCLENOR se comprometieron a documentar los análisis de dependencias realizados en el informe APS-IT-PISC-C.

Que la Inspección se interesó por los resultados del análisis de sensibilidad realizado por CNSMG relativo a la posibilidad de motorizar la válvula manual de control del LPCI (V-1501-163), localizada en el edificio del reactor, de acuerdo a cuyas conclusiones se consideraba que, a pesar de no obtenerse un cambio significativo en la frecuencia de daño al combustible, llevar a cabo la motorización de estas válvulas sería aconsejable con objeto de evitar accesos al edificio del reactor en caso de accidentes con daño en el combustible.

Que los representantes de NUCLENOR informaron a la Inspección que finalmente se había desestimado la posibilidad de llevar a cabo esta modificación de diseño.

Que la Inspección llevó a cabo una visita a sala de control, donde se le mostró la ubicación de los instrumentos, alarmas y mandos que se vigilarían o actuarían en las acciones humanas consideradas en el APS de piscina en cese de explotación situados en los paneles principales 903, 904, 906, 908 y en paneles traseros.

CSN

Que se mostró a la Inspección, como ejemplo, una placa que se había fabricado dentro del proceso de análisis de adaptación de la sala de control a la nueva situación de la planta, con la que se estaban llevando a cabo algunas pruebas para cubrir las partes de los paneles que quedarían inoperativas en la situación de cese.

Que en el momento que tuvo lugar la inspección se preveía cubrir aquellas partes de operación de los paneles (partes horizontales o consolas) que no serían empleadas en situación de cese, pero que no estaba previsto llevar a cabo ninguna actuación similar en el caso de las partes verticales de los paneles, en las cuales se ubican los elementos de indicación, registro y alarma, si bien se trataría de identificar claramente los elementos activos frente a los inactivos.

Que, según los representantes de NUCLENOR, para identificar claramente aquellos elementos de mando no operativos que quedasen en zonas visibles de los paneles, se preveía definir nuevas tarjetas informativas (que podrían ser de color azul), diferentes de las rojas que actualmente informan sobre equipos inoperables.

Que se mostraron a la Inspección todas las indicaciones y alarmas disponibles que alertarían al operador sobre la existencia de anomalías en el aporte a la piscina de combustible gastado (incluyendo registradores en los paneles traseros), que serían previas a la aparición de alarmas de bajo nivel.

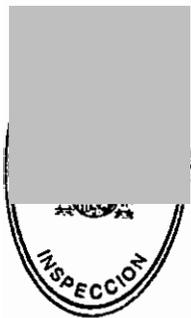
Que la Inspección preguntó al personal de Sala de Control si en el caso de pérdida del tren en servicio del SHC, al poner en servicio el tren alternativo se intentaría controlar el caudal mediante la válvula 79 o por el contrario se abriría al máximo la válvula para dar todo el caudal posible.

Que el personal de Sala de Control respondió que se intentaría controlar el caudal mediante la posición de la válvula 79.

Que asimismo la Inspección se interesó por conocer sobre el proceso que se seguiría en el caso de la acción local de control de caudal del LPCI a la piscina de combustible gastado, a través de la válvula manual de control V-1501-163.

Que de acuerdo a la información aportada por los representantes de NUCLENOR, esta acción se realiza habitualmente (no es exclusiva de situaciones de emergencia), y se requiere que el operador transmita al rondista instrucciones sobre la apertura requerida de la válvula, ya que no se dispone para hacerlo de indicación local, sino únicamente en sala de control (a través de los indicadores de caudal de inyección y de descarga del LPCI).

Que la acción se llevaría a cabo en comunicación directa entre el rondista y sala de control, a través de un teléfono inalámbrico o móvil, o bien, en caso de que estos medios fallasen, enviando a dos personas a campo de modo que una de ellas pudiese comunicar con sala de control por megafonía, y transmitir a su vez las instrucciones al rondista encargado de llevar a cabo la acción de control sobre la válvula.



CSN

Que la Inspección se interesó por conocer los medios de comunicación disponibles en sala de control para transmitir instrucciones a los rondistas en las operaciones de alineamiento y control de caudal a piscina.

Que se mostró a la Inspección las distintas líneas de teléfono (en número de cuatro) disponibles en sala de control, así como los dispositivos fijos, inalámbricos y cascos a través de los cuales se podría establecer la comunicación por estas líneas.

Que se informó a la Inspección de que se disponía adicionalmente del teléfono móvil de planta del jefe de turno, así como de cuatro puntos de megafonía (tres de ellos ubicados en sala de control, y un cuarto en el despacho del jefe de turno).

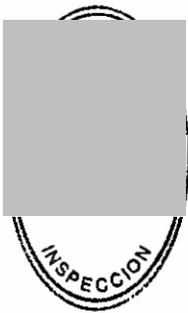
Que en relación a la alimentación disponible para estos dispositivos de comunicación, los representantes de NUCLENOR indicaron que, si bien se desconocía la procedencia precisa de la alimentación a cada uno de ellos, se encontraban conectados a puntos diferentes, por lo que se consideraba que no sería probable la pérdida conjunta de todos los medios de comunicación.

Que la Inspección llevó a cabo una visita a planta en la cual se observó la ubicación de las válvulas que deberían operarse en las acciones de puesta en servicio del SHC, MSHCPISOF2 (V-1001-78A/B y V-1001-79A/B), de puesta en servicio del LPCI, EPISCIMOF2 (V-1901-382 y V-1501-163), y de puesta en servicio del CST, TCSTPISOF2 (V-1901-14B), así como la ubicación de las mangueras con las que se llevaría a cabo la acción de aporte con PCI (KPCIPISCOF2).

Que para el acceso a las válvulas V-1001-78A/B y V-1001-79A es preciso llevar una escalera portátil, y que la válvula V-1901-382 se actúa desde una plataforma a la que se accede subiendo por una escalera de gato.

Que por parte de los representantes de [REDACTED] se dieron las facilidades necesarias para la realización de la inspección.

Que con el fin de 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



CSN

Energía Nuclear, el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas y el Reglamento de Protección Sanitaria sobre Radiaciones Ionizantes, así como la Autorización de Explotación, se levanta y suscribe la presente Acta por triplicado en Madrid en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear a 11 de junio de 2013.



Inspector del CSN



Inspectora del CSN



Inspector del CSN

TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas, se invita a un representante autorizado de Nuclenor, para que con su firma, lugar y fecha manifieste su conformidad o reparos al contenido del Acta.

COMENTARIOS A LA PRESENTE ACTA EN HOJAS ADJUNTAS



Santander, 27 de junio de 2013



Director de Ingeniería

CSN**Anexo I****AGENDA DE INSPECCIÓN**

ASUNTO: Inspección del APS de la Central Nuclear Santa María de Garoña en situación de cese de explotación.

OBJETIVOS: Revisión general del estado de las diferentes tareas del proyecto APS de piscina de combustible de C.N. Santa María de Garoña, en situación de cese de explotación.

LUGAR: Central Nuclear Santa María de Garoña.

FECHA: 20 y 21 de marzo de 2013.

PARTICIPANTES: [REDACTED]

PROGRAMA DE INSPECCIÓN:

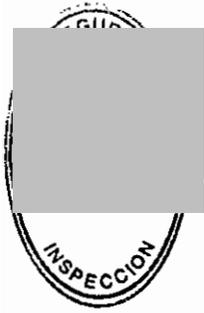
- 1) Presentación de la Inspección
- 2) Cuestiones sobre iniciadores, sistemas, secuencias y cuantificación.
 1. Al describir la función de seguridad de inventario de agua en piscina (página 9 del documento APS-IT-PISC-C Rev. 0) se menciona la pérdida del sistema de refrigeración de la piscina, pero por otra parte no se le da crédito en el APS. Aclarar esta cuestión.
 2. Convendría aclarar que la función de seguridad de subcriticidad es intrínseca, y por eso no da lugar a sistemas frontales en el apartado 4.3 del documento APS-IT-PISC-C.
 3. Aclarar si pasado el primer año de operación de la piscina se seguirá refrigerando con el SHC o pasará a utilizarse el FPC.

CSN

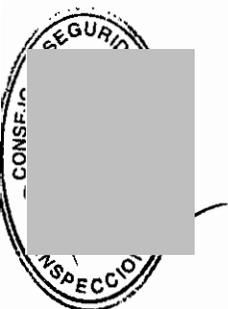
4. Aclaraciones sobre el criterio de daño. En el APS se considera descubrimiento por debajo del TIF. En el NUREG-1738 se consideran 900 °C para oxidación en aire y 1200 °C para oxidación en vapor.
5. Justificación de por qué los datos para el APS de piscina se toman del APS a potencia y no del de otros modos.
6. Aclarar por qué el suceso de 2009 descrito en la página 36 ya no sería posible tras la colocación de un soporte.
7. La probabilidad de los sucesos VIND138TPV, KECANTATPS y KPDM255TOM (y posiblemente otros) se calcula restando un tiempo límite al tiempo de indisponibilidad. ¿No sería más correcto ajustar con las indisponibilidades ocurridas una distribución y a partir de ella calcular la probabilidad de que se supere el tiempo límite?
8. Discutir si el nivel de truncación (1E-11) es adecuado teniendo en cuenta el orden de magnitud de los resultados (1E-9).
9. Aclarar cómo se calcula el volumen disponible en piscina (592,67 m³) y el volumen efectivo (784,77 m³). Diferencia entre ambos conceptos.
10. En la versión del documento APS-IT-PISC-C emitida en junio de 2012 el nivel de daño estaba 23 cm más abajo que en la versión final emitida en octubre. Explicar las razones.
11. Justificación de que la grúa para el movimiento del combustible gastado satisface el criterio de fallo único, y por lo tanto le es aplicable la hipótesis del NUREG-1738 para estimar en 2E-7 la frecuencia de caída de contenedor.
12. Aclarar si existen ya procedimientos para los movimientos de contenedores.

3) Cuestiones sobre inundaciones internas.

1. Roturas de tuberías que impidan la descarga a la piscina de algunos de los sistemas SHC, CST, LPCI.
 - a. Rotura en el tramo de tuberías comprendido entre la descarga del tren B y la válvula de aislamiento de esta descarga 1901-17B y las válvulas 1001-79A y 1001-79B.
 - i. Frecuencia de rotura.
 - ii. Detección/aislamiento de la rotura.
 - iii. Volumen vertido:
 - desde la piscina: vigilancia de los orificios de ruptura de sifón.
 - desde el sistema en funcionamiento.
 - iv. Ubicación de las tuberías y componentes afectados por la rotura.
 - v. Modelación en APS piscina.



CSN



- b. Rotura en el tramo de tubería comprendido entre las válvulas 1901-17A, 1901-17B y las válvulas 1901-15B, 1901-18 y 1901-173.
 - i. Frecuencia de rotura.
 - ii. Detección/aislamiento de la rotura.
 - iii. Volumen vertido:
 - desde el sistema en funcionamiento.
 - iv. Ubicación de las tuberías y componentes afectados por la rotura.
 - v. Modelación en APS piscina

2. Roturas de tuberías que impidan la aspiración desde la piscina de algunos de los sistemas SHC, CST, LPCI.
 - a. Frecuencia de rotura.
 - b. Detección/aislamiento de la rotura.
 - c. Volumen vertido. (Skimmers y hasta el nivel de los rebosaderos)
 - d. Modelación en el APS piscina.

3. Otras roturas de tuberías que inunden componentes esenciales para la refrigeración de la piscina.
 - a. AFC.
 - i. Volumen vertido (desde la piscina, por funcionamiento del sistema) y mantenimiento de la línea rompedora de posible sifón.
 - ii. Recorrido de dichas tuberías
 - iii. Detección / aislamiento de la rotura

 - b. Otras líneas.
 - i. SW en la zona IR1
 - ii. SW en la zona IR2
 - iii. HPCI en la zona R1.03.00
 - iv. CST en la zona R2.02.00
 - v. SHC en la zona IR2.02.00
 - vi. SHC en la zona IR2.01.00
 - vii. Tuberías en la zona R2.01.02 que pueden afectar al CCM DE que alimenta LPCI y SHC.
 - viii. Tuberías en la zona R2.01.04 que pueden afectar al CCM DE que alimenta LPCI y SHC, al CCM Q que alimenta a las válvulas MOV-1001-2A/B y 4A/B del SHC, al CCM que alimenta las válvulas del tren A del LPCI y las válvulas del SHC.
 - ix. Otras: LPCI en R1.02, CST en zonas R1.03, R1.07, IR2, R2.01.05, R3.02, IR3.0b, PCI en la zona IR2, R2.01.04, R2.01.05, R3.02, IR3.0b, FPC en la zona R3.02, IR3.0b

COMENTARIOS AL ACTA DE INSPECCIÓN
REF. CSN/AIN/SMG/13/681

PÁGINA 1 DE 24 PÁRRAFO 5º

Comentario:

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.

PÁGINAS 1/20 DE 24 PÁRRAFOS 5º/7º

Donde dice:

“Que los representantes de [REDACTED] fueron advertidos...”

Debería decir:

“Que los representantes de Nuclenor fueron advertidos...”

PÁGINA 2 DE 24 PÁRRAFO 7º

Donde dice:

“... Cuantificación y Análisis de Datos.”

Debería decir:

“... Cuantificación, Análisis de Datos y Fiabilidad Humana.”

PÁGINA 3 DE 24 PÁRRAFO 4º

Donde dice:

“...lo que está previsto es que transcurrido el año la piscina podrá refrigerarse con una temperatura del foco frío inferior a 18 °C.”

Debería decir:

“...lo que está previsto es que transcurrido el año la piscina podrá refrigerarse únicamente con el FPC cuando la temperatura del foco frío sea inferior a 18 °C.”

PÁGINA 4 DE 24 PÁRRAFO 4º

Donde dice:

“..., con el fin de limitar las vibraciones producidas por la propia bomba.”

Debería decir:

"..., con el fin de limitar las vibraciones producidas por la propia bomba Diesel y por la bomba de circulación."

PÁGINA 4 DE 24 PÁRRAFO 6º

Donde dice:

"...KECANTATPS..."

Debería decir:

"...KECANTATPV..."

PÁGINA 7 DE 24 PÁRRAFO 2º

Donde dice:

"...1901-40..."

Debería decir:

"... 1901-75..."

PÁGINA 8 DE 24 PÁRRAFO 8º

Donde dice:

"Que la revisión de los mismos y la posterior discusión de los mismos se constató que los modelos del APS no representan actualmente la situación real de la planta."

Debería decir:

"Que la revisión de los mismos y la posterior discusión de los mismos se constató que los modelos de acciones humanas del APS de Piscina en Cese se apoyan en los procedimientos actuales vigentes en la planta y que, aunque serán probablemente muy similares, habrán de ser revisados para adaptarse a la situación de cese."

PÁGINA 9 DE 24 PÁRRAFO 6º

Donde dice:

"...y en ese caso únicamente quedarían disponibles los sistemas de LPCI, CST y PCI."

Debería decir:

"...y en ese caso únicamente quedarían disponibles los sistemas de aporte de agua a la piscina (LPCI, CST y PCI)."

PÁGINA 11 DE 24 PÁRRAFO 7º

Donde dice:

"...instrumento de nivel de piscina, LS-1901-123,.....y la alarma de bajo nivel (LSI-1901-13) en piscina..."

Debería decir:

“...instrumento de nivel de piscina, LE-1901-11,.....y la alarma de bajo nivel (LS-1901-13) en piscina...”

PÁGINA 13 DE 24 PÁRRAFO 3º

Donde dice:

“Que en el POE-P se vigilarán y actuará simultáneamente sobre: el nivel en piscina, la temperatura en piscina, el nivel de agua en contención, y la temperatura y nivel de radiación en contención.”

Debería decir:

“Que en el POE-P se vigilarán y actuará simultáneamente sobre: el nivel en piscina, la temperatura en piscina, el nivel de agua en contención secundaria (sumideros), y la temperatura y nivel de radiación en contención secundaria.”

PÁGINA 15 DE 24 PÁRRAFO 4º

Donde dice:

“...explicaron que se aplica directamente la metodología TRC, y que se utiliza un valor mínimo de 1E-6 para la probabilidad de error humano resultante, pero que se desconocía la existencia de otras alternativas como las que planteaba la Inspección.”

Debería decir:

“...explicaron que se aplica directamente la metodología TRC, y que se utiliza un valor mínimo de 1E-6 para la probabilidad de error humano resultante, no habiéndose planteado hasta la fecha por NUCLENOR la aplicación de otras alternativas.”

PÁGINA 16 DE 24 PÁRRAFO PENÚLTIMO

Donde dice:

“...en el apartado 9.2.3...”

Debería decir:

“...en el apartado 9.3.2...”

PÁGINA 17 DE 24 PÁRRAFO PENÚLTIMO

Donde dice:

“Que los representantes de NUCLENOR se comprometieron a mejorar la redacción del informe APS-IT-PISC-C Rev. 0, aclarando que aunque la ronda permitiría detectar si se alcanzara el valor de alarma, no recuperaría posibles errores en el tarado de la misma.”

Debería decir:

“Que los representantes de NUCLENOR se comprometieron a mejorar la redacción del informe APS-IT-PISC-C Rev. 0, aclarando de qué forma la ronda permitiría detectar si se alcanza el valor de alarma y recuperar así posibles errores en el tarado de la misma.”

PÁGINA 17 DE 24 PÁRRAFO ÚLTIMO

Donde dice:

“Que en relación a la ejecución de las acciones locales, tal como se había comentado anteriormente, los representantes de NUCLENOR indicaron que no se había llevado a cabo una verificación para constatar la viabilidad de llevarlas a cabo en la que se pudieran asimismo identificar posibles dificultades para su ejecución (tales como disponibilidad de herramientas, accesibilidad, adecuación de los procedimientos, comunicaciones, requisitos sobre la dotación requerida para las acciones, entre otros aspectos) y proponer las correspondientes acciones de mejora.”

Debería añadirse que:

“Sin embargo, los representantes de NUCLENOR añadieron que todas las acciones humanas modeladas en el APS de Piscina en Cese se consideran viables y que, a diferencia de las acciones modeladas en el APS con el reactor a Potencia, se dispone de unos tiempos tan largos que no se ha considerado necesaria la simulación en planta de las acciones, habiéndose considerado suficiente la estimación del tiempo requerido para su ejecución. Para la asignación de probabilidades a las acciones sí que se han visitado las zonas en las que se deben operar las válvulas, asignando diferentes valores en función de la facilidad de su identificación y de su accesibilidad, lo que se comentó durante la inspección.”

Santander, 27 de junio de 2013



Director de Ingeniería

DILIGENCIA

En relación con el Acta de Inspección de referencia CSN/AIN/SMG/13/681 de 11 de junio de 2013, los inspectores que la suscriben declaran con relación a los comentarios y alegaciones contenidos en el trámite de la misma, lo siguiente:

HOJA 1 DE 24 PÁRRAFO 5º: Se acepta el comentario, que no afecta al contenido del acta, haciendo notar que no es responsabilidad de los inspectores.

HOJAS 1/20 DE 24 PÁRRAFOS 5º/7º: Se acepta el comentario.

HOJA 2 DE 24 PÁRRAFO 7º: No se acepta el comentario.

HOJA 3 DE 24 PÁRRAFO 4º: Se acepta el comentario.

HOJA 4 DE 24 PÁRRAFO 4º: Se acepta el comentario.

HOJA 4 DE 24 PÁRRAFO 6º: Se acepta el comentario.

HOJA 7 DE 24 PÁRRAFO 2º: Se acepta el comentario.

HOJA 8 DE 24 PÁRRAFO 8º: No se acepta el comentario.

HOJA 9 DE 24 PÁRRAFO 6º: Se acepta el comentario.

HOJA 11 DE 24 PÁRRAFO 7º: Se acepta el comentario.

HOJA 13 DE 24 PÁRRAFO 3º: Se acepta el comentario.

HOJA 15 DE 24 PÁRRAFO 4º: Se acepta el comentario.

HOJA 16 DE 24 PÁRRAFO PENÚLTIMO: Se acepta el comentario.

HOJA 17 DE 24 PÁRRAFO PENÚLTIMO: No se acepta el comentario.

HOJA 17 DE 24 PÁRRAFO ÚLTIMO: Se acepta la aclaración adicional.

Madrid, 04 de julio de 2013

Inspector del CSN

Inspectora del CSN

Fdo:

Inspectora del CSN