

ACTA DE INSPECCIÓN

D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED]
D. [REDACTED] (IR) y D. [REDACTED] Inspectores del
Consejo de Seguridad Nuclear,

CERTIFICAN: Que se personaron el día 4 de diciembre de 2014 en el emplazamiento de la CN Vandellós-II. La central cuenta con Autorización de Explotación concedida por Orden ITC/2149/2010, de 21 de julio de 2010, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (BOE Núm. 189 de 5 de agosto de 2010).

Que la inspección tuvo por objeto comprobar las acciones realizadas por el titular en relación con el Suceso Notificable VA2-14-09, del 28 de noviembre de 2014, en cuanto a identificación de causas de los fallos, idoneidad de las acciones correctoras, el estudio de la recurrencia de fallo en transmisores de nivel y su extensión de causa (impacto de las tormentas), y la realización de comprobaciones sobre los sucesos VA2-14-07 y 08.

Que el suceso VA2-14-09 fue notificado por criterio D1 (Iniciación secuencia de parada, cuando ésta sea requerida por las EF) en el formato de 1h y por los criterios D1, D3 (Incumplimiento de una condición límite de operación de las ETFs y de su acción asociada) y E1 (Parada no programada de la central o variación de potencia no programada superior al 20 % de la potencia térmica máxima autorizada), en relación con el fallo de dos canales de medida de nivel del tanque de agua de recarga (TAAR), en tanto que los sucesos VA2-14-07 y 08, ocurridos el día 10 de octubre, fueron debidos a la pérdida del parque de 400 kV y del de 220 kV respectivamente. Esta inspección se realizó según el procedimiento PA-IV-11 del CSN previsto para la realización de Inspecciones Reactivas del CSN.

Que la Inspección fue recibida por D^a [REDACTED] Licenciamiento (ANAV) y D. [REDACTED] (Jefe de Explotación), que manifestaron conocer y aceptar la finalidad de la inspección, estando asimismo presentes otros técnicos de la central.

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 y de las comprobaciones tanto visuales como documentales realizadas por la inspección resulta:

Que la central dispone de cuatro canales de medida de nivel del depósito de agua de recarga (TAAR), LT-BN03A, LT-BN03B, LT-BN03C, LT-BN03D, con designación alternativa LT-910, LT-911, LT-912, LT-913, respectivamente.

- Que en caso de bajo nivel en el TAAR medido por al menos en dos de los cuatro transmisores, en presencia de señal de inyección de seguridad, tiene lugar la transferencia de aspiración de las bombas de baja presión de este sistema, desde el TAAR al sumidero de la contención (recirculación semiautomática).

- Que a las 01:48h del día 28/11/2014, en una situación de fuertes tormentas en la zona, se observó el disparo del canal LT-913 (LT-BN03D), pasando a indicar repentinamente el 24% de nivel, correspondiente al tope de baja escala, anunciado mediante alarma en Sala de Control. Que el valor de disparo del biestable, por bajo nivel, es del 28.8%.
- Que tras este disparo de canal, los operadores de Sala de Control observaron que el indicador del canal LT-911 (LT-BN03B) estaba indicando al fondo de escala superior.
- Que, según manifestaron los representantes del titular, el canal LT-911 fue puesto entonces en condición de bypass, en tanto que el LT-913 permaneció en condición de disparado, y se activó el retén de mantenimiento instrumentación para revisar y analizar el estado de los canales de medida, y la naturaleza de los fallos ocurridos.
- Que de las anotaciones que figuran en el Libro Oficial de Operación se pudo comprobar que ambos transmisores se declararon inoperables a las 01:48h.



- Que el titular consideró que, estando un canal en disparo, disponía del tiempo de 4 horas para mantener otro canal en bypass, el citado LT-911 (la especificación 4.3.2.1 permite poner un canal adicional en "by-pass" para ensayos de vigilancia); y comenzó a trabajar sobre el canal correspondiente al instrumento LT-913 (canal 4).
- Que una vez transcurridas las 4 horas que el titular había considerado, sin conseguir recuperar la operabilidad del LT-913, se entró en la ETF 3.0.3, que daba una hora para iniciar la bajada de carga. Que la bajada de carga se inició 5 horas y 15 minutos después de que se produjera el suceso, y 1 hora y 15 minutos después de entrar en la ETF 3.0.3.

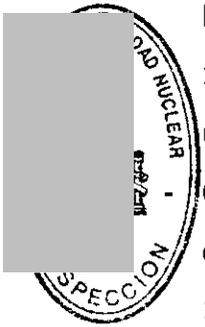
Que estos canales disponen de un conjunto sensor/transmisor en local, alimentado desde una fuente de alimentación de 40 Vc.c. situada en Sala de Control, de modo que el transmisor es un dispositivo que produce una variación de resistencia en función del valor de la variable medida, con lo que el rango de medida de la variable se corresponde con variaciones de intensidad en el rango 4-20 mA. Que en cabinas de Sala de Control se encuentra el dispositivo biestable de disparo de canal, y los correspondientes indicadores y alarmas. Que el cable de señal de cada transmisor desde el TAAR, va por conductos enterrados, que cruzan determinadas arquetas, en su camino hasta Sala de Control.

- Que el retén de mantenimiento de la central realizó una revisión que concluyó que no hubo problemas en Sala de Control, ni de humedad en las arquetas/conductos, ni falta de continuidad de los cables, y que el problema se encontraba en los propios transmisores. Que a las 09:15h del día citado tras sustituir el transmisor del canal LT-913, se realizó el PMV-031D confirmándose su operabilidad y que con el nuevo transmisor se restituía el lazo, esto es, que no existía problema con los cables.
- Que tras devolver a operable el transmisor del canal LT-913, a las 10:21h, se detuvo la bajada de potencia, que se había iniciado a las 07:45h, ya que dejó de aplicar la ETF 3.0.3, y se comenzó a recuperar el nivel de potencia de operación normal, aplicándose la C.L.O. 3.0.2.
- Que el transmisor LT-913 que se retiró es del modelo [REDACTED] 1152, y fue sustituido por otro del modelo [REDACTED] 1153, pues no se disponía de un repuesto del mismo modelo; que de acuerdo al análisis del titular, el modelo 1153 es adecuado para el mismo



rango, siendo la principal diferencia que cuenta con cualificación ambiental para alta radiación, adicional a la del 1152; el soportado es idéntico y el peso de ambos difiere en unos 0,5 Kg. Que para la sustitución se aprobó, en CSNC extraordinario nº 14/29 que tuvo lugar en citado día 28/11/2014, el correspondiente cambio temporal (CT14112801), con evaluación de seguridad de referencia EST-1475.

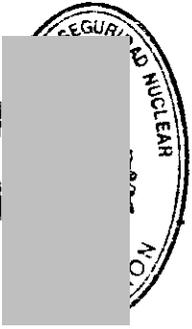
- Que, tras la reparación del LT-913, el retén de instrumentación retiró el transmisor LT-911, y lo sustituyó por otro del mismo modelo 1152, que estaba configurado con indicador local al contrario que los instalados, por lo que se decidió la eliminación de dicho indicador mediante la instalación de una carcasa ciega. Que al cambio temporal se le asignó la identificación (CT14112802), con evaluación de seguridad de referencia EST-1476, el cual fue asimismo aprobado por el CSNC nº 14/29 (celebrado en dos sesiones, una para cada cambio temporal).
- Que a las 12:00h se realizó el PMV-031B para confirmar la operabilidad del LT-911. Tal como consta en el Libro Oficial de Operación, el instrumento se declaró operable a las 13:10h del día 28/11/2014.
- Que el titular tiene previsto cerrar los citados partes temporales bien retornando a los transmisores originales o bien haciendo la correspondiente modificación de diseño.
- Que el titular determinó que el fallo de los transmisores estaba en la tarjeta amplificadora de los mismos.
- Que con anterioridad a este suceso, el día 12 de octubre del año actual se observó igualmente una avería en el transmisor LT-911, con fallo al 100% de indicación, que podría haberse originado durante el suceso de pérdida de línea de 400 kV del 10 de octubre, o en las tormentas de los dos días posteriores. El fallo resultó estar asimismo en la citada tarjeta amplificadora.
- Que el titular expuso que, según la información procedente de servicios meteorológicos, había tenido lugar la caída de dos rayos en la central en un intervalo de 200 milisegundos con una incertidumbre de unos 100 metros en cuanto al punto de caída. Que el instante de la caída coincidió con el momento del disparo del canal LT-913.



- Que no existen evidencias o registros, en la central, en cuanto al punto exacto de caída de estos rayos.
- Que los rayos, además de a los dos transmisores citados, también afectaron al secuenciador de los dos generadores diesel, en cuanto a que se produjo la parada del autotest, anomalía que se corrigió al realizar el reset manual; y que tuvo lugar un fallo en cabinas de OVATION del sistema RM, que es la parte no de seguridad del sistema EJ, debido a la pérdida de tensión en su ordenador de proceso, por fallo de las fuentes de alimentación, provocando que las bombas de recirculación, para la química de este sistema dejaran de funcionar, con lo que por precaución se procedió a arrancar manualmente una de las bombas de seguridad del citado sistema EJ; que cuando la tensión al ordenador fue restablecida, las bombas citadas fueron puestas de nuevo en funcionamiento.

Que el titular aportó a la inspección copia de la hoja de referencia IEO-28112014-01 "Informe de eventos operativos", de descripción cronológica del evento, que recoge las dos incidencias citadas, además del listado de las alarmas observadas en Sala de Control y la consiguiente normalización de equipos afectados.

- Que en la planta, la protección frente a descargas atmosféricas incluye un conjunto de pararrayos que se ubican en los puntos altos de los edificios, que ha buscado conseguir una cobertura total, al menos en cuanto a todos los edificios relacionados con la seguridad. Que la energía del rayo es conducida hacia la red de tierras de la central mediante conductores metálicos que descienden desde la cubierta de los edificios, y entran verticalmente al suelo hacia la citada red.
- Que el propio TAAR se comporta como un pararrayos, al ser metálico y tener conductores que unen su estructura a la red de tierras. Que la carcasa de los transmisores del TAAR se une asimismo mediante conductores al cable que rodea el TAAR, que es el que se une a la red de tierras.
- Que la inspección preguntó si el titular había identificado anomalías similares, durante el suceso, en otros transmisores de nivel del mismo modelo que estuviesen instalados en

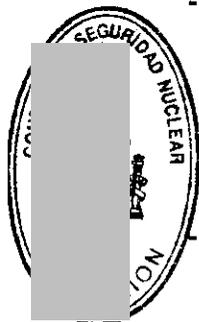


otras ubicaciones, a lo que el titular contestó que no tenía ningún otro registro de anomalías de estos instrumentos.

- Que los inspectores accedieron al área del TAAR, que se encuentra rodeada por una alambrada, que forma parte de la zona controlada, en áreas exteriores.
- Que los cuatro transmisores de nivel de nivel del tanque están ubicados próximos entre sí; tienen forma de cilindro horizontal, y están unidos a su respectivo sensor, el cual está recubierto por un calorifugado, para protegerlo frente a temperaturas extremas por consideraciones de sucesos externos.
- Que los cables que llevan la señal de la medida son cables apantallados, con la pantalla puesta a tierra en la cabina de Sala de Control, y el titular no había detectado ningún defecto de mal aislamiento por donde pudiera haberse introducido alguna señal espuria procedente de las descargas eléctricas del rayo.

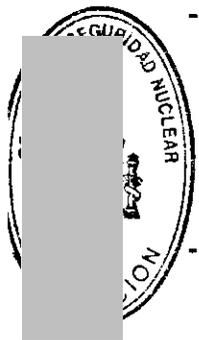
Que los inspectores comprobaron la situación del cable de tierra que rodea el tanque, y cómo a él están unidos los cables de tierra de la carcasa de los transmisores. Que las dos uniones de la pared del tanque hacia el cable circundante al tanque parecían estar atornilladas sin apriete suficiente.

- Que los representantes del titular informaron de que se había generado y ejecutado una orden de trabajo para revisar y reapretar tales uniones.
- Que seguidamente se vieron las arquetas Z-4, por la que pasan únicamente los cables de dos de los transmisores de nivel del TAAR, y en la que en el fondo había unos cinco centímetros de nivel de agua y, para el otro tren, las arquetas Z-2 y Z-1 con bastantes cables además de los dos de los otros dos transmisores, y solo en la Z-2 había trazas muy menores de agua en el fondo.
- Que esta revisión permite concluir que los cables de los transmisores no se habrían mojado, aparte del hecho de que los cables de los dos transmisores averiados no comparten las arquetas citadas.
- Que, finalmente, se visitó el taller de instrumentación, en donde se encontraba el transmisor/sensor LT-911 que se había retirado. Que se procedió a retirar la tapa del transmisor, pudiendo ver la tarjeta amplificadora, que es la que se habría averiado, y



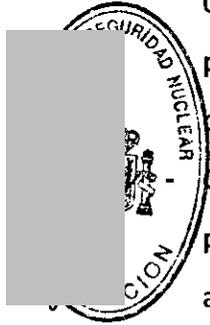
debajo de ella va fijada la tarjeta de calibración. La inspección visual no permitía apreciar ningún defecto.

- Que, de acuerdo a la evolución del suceso, antes expuesta, el titular inicialmente habría interpretado erróneamente la ETF de la tabla 3.3-3, unidad funcional 7.b, de muy bajo nivel en el TAAR, aplicable a la situación de la planta originada por el suceso, pues la acción asociada solamente contempla la inoperabilidad de un canal y la posibilidad de realizar el bypass de otro canal durante cuatro horas para ensayos de vigilancia. Que la situación aplicable a este caso, es la entrada en la ETF 3.0.3, puesto que había dos canales inoperables.
- Que el titular, tras la etapa inicial del suceso y tras contrastar opiniones con la Inspección Residente, realizó entonces la correcta interpretación de la ETF y procedió a notificar por el criterio D3, de incumplimiento de ETFs, además del criterio E1. Estos criterios de incluyeron en el formato de 24 horas de notificación del suceso.
- Que el titular manifestó durante la reunión de cierre que analizaría el caso para evitar que otra interpretación errónea pudiera llevar al citado uso inadecuado de las cuatro horas en casos como éste, de inoperabilidad de un segundo canal y no de una realización de un requisito de vigilancia.
- Que el titular manifestó que, tras haber identificado que el fallo de los transmisores estaba en la tarjeta amplificadora, los enviaría al fabricante [REDACTED] para un análisis más detallado. Que mientras no disponga de las conclusiones del fabricante, no podrá determinar la naturaleza del fallo.
- Que el titular aportó copia de la orden de trabajo V-512591, con fecha prevista de inicio 03/06/2013 y fin 20/06/2013 relativa a la revisión del correcto estado de la red de tierras, mencionando que se hace según el procedimiento GEM9-203, "Medición bianual de la malla de tierras de la central nuclear", e hizo constar que se cumple la regulación específica aplicable al aspecto citado.
- Que los puntos de inspección de la red de puesta a tierra que se comprueban con el mencionado procedimiento corresponden a la zona del miniparque eléctrico interior de la Central y la zona de la subestación exterior. Los representantes de la central indicaron

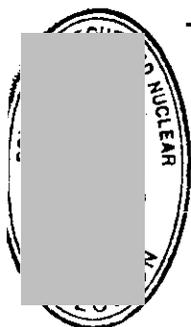


que se mide asimismo en otros puntos, lo que no ha podido ser identificado por la inspección en la documentación aportada por la planta.

- Que respecto a los sucesos 14-007 y 14-008, asimismo del año actual, éste se refiere a una pérdida de la alimentación de 220 kV, en tanto que en el 14-007 hubo pérdida de la red de 400 kV, coincidente con la de 220 kV, si bien cuando se perdió el suministro de 400 kV ya estaba disponible la alimentación de 220 kV, aunque no estaba alineada a la barra 6A a través del TAE.
- Que la inspección no incidió en los detalles específicos del suceso 14-008, sino en el 14-007 y en otros sucesos recientes que han generado pérdida de 400 kV, centrándose en el papel que en ellos habría tenido la actuación, aparentemente indebida, del relé [REDACTED] del transformador principal.
- Que respecto a tales sucesos de naturaleza eléctrica recientes, el titular realizó una presentación a la inspección, de título "Análisis de la actuación de las protecciones asociadas al Transformador Principal durante el disparo del día 10-10-2014 en C.N. Vandellós II", basada en el informe 007244 (referencia DST 2014/243 Rev.0), del 03/12/14, de análogo título.
- Que en la presentación destacaron los sucesos eléctricos en los que, implicando a la red de 400kV, se había detectado la actuación de la señal de disparo por actuación del relé [REDACTED] y/o válvulas de sobrepresión de los transformadores principales, distinguiendo entre aquellos en que habría actuado tras la pérdida de 400 kV y los casos de los más recientes, del mes de julio (suceso 14-005) y del mes de octubre (suceso 14-007) del año actual, en los que la pérdida de 400 kV habría sido provocada directamente por la actuación del canal de disparo asociado al relé [REDACTED] /válvulas de sobrepresión.
- Que, según el referido informe de referencia DST 2014/243 Rev.0, tal actuación del [REDACTED] podría venir motivada por actuación espuria de dicho relé por movimiento de aceite provocado por movimiento de los devanados debido al paso de intensidades elevadas, por inducción electromagnética en el cableado de las protecciones durante transitorios en la red exterior por derivación a tierra de alguno de los cables o equipos del circuito de disparo.



- Que como consecuencia del análisis de los dos sucesos, el titular procedió a introducir un temporizado (mediante cambio temporal 2014072601), primero de 50 milisegundos y tras el segundo suceso de 150 milisegundos, habiéndose asimismo decidido recientemente proceder en el futuro al bloqueo de la actuación del [REDACTED] por faltas externas. Que el titular mencionó que dicho bloqueo está considerado en la norma IEEE.C37.91-2000.
- Que el titular indicó que el temporizado de 150 milisegundos solo estará implantado durante el ciclo 21 para estudiar la respuesta del sistema de protección del transformador principal.
- Que ante el hecho de que otras variables que se vigilan en los transformadores (temperatura, presión) no hayan indicado anomalía, el titular ha valorado que la actuación del relé [REDACTED] no proviene de incidencias sobre la generación de cierto caudal en el aceite de refrigeración, esto es, parece posible que no hubiesen actuado los relés [REDACTED] individuales de los transformadores monofásicos, sino que el disparo habría tenido lugar por una actuación indebida del relé de salida, aguas abajo de la puerta "1-de-3", debido a una inducción eléctrica generada por el incidente.
- Que está prevista para la recarga 20, la implantación del PCD V/32648 que incluye una lógica de bloqueo de actuación del [REDACTED] durante faltas externas y la independización de los circuitos de disparo asociados al relé [REDACTED] y a las válvulas de sobrepresión.
- Que adicionalmente en el informe DST 2014-243 Rev.2, ya mencionado anteriormente, se establecen una serie de acciones tendentes a evitar la actuación indebida del canal de disparo del [REDACTED] del transformador principal, incluyendo: comprobación de la no existencia de derivaciones a tierra, apantallamiento de cables, filtrado en las entradas digitales de los relés de protección del TP, análisis de sistema de tierras en la zona de transformadores y otras mejoras para aumentar la insensibilidad frente a inducciones.
- Que en el informe de 30 días del suceso 14-007 se menciona la posibilidad de mejorar la sensibilidad de las protecciones de transformador principal frente a intensidades a través del neutro.



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

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 22 de diciembre de 2014.



P.A.



TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento citado, se invita a un representante autorizado de CN Vandellós 2 para que con su firma, lugar y fecha manifieste su conformidad o reparos al contenido de esta Acta.

Estamos conformes con el contenido del acta CSN/AIN/VA2/14/877 teniendo en cuenta los comentarios adjuntos.

L' Hospitalet de l' Infant a 16 de enero de dos mil quince.


Director General ANAV, A.I.E.

En relación con el Acta de Inspección arriba referenciada, consideramos oportuno realizar las alegaciones siguientes:

- **Último párrafo de la carta de transmisión y página 2 de 10, primer párrafo.** 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.

- **Página 2 de 10, penúltimo párrafo.** Aclaración.

Debe clarificarse que de acuerdo con lo manifestado a la inspección, el canal correspondiente al transmisor LT-911 no fue puesto en condición de bypass, sino que dicho transmisor falló en alto (situándose en el fondo de estala superior), lo cual equivale a estar en situación de bypass.

De acuerdo con la anterior aclaración, donde dice:

~~"...fue puesto entonces en situación de bypass..."~~

Debería decir:

"...falló en alto, situándose en el fondo de escala superior, lo cual equivale a estar en situación de bypass..."

- **Página 3 de 10 segundo párrafo.** Comentario.

De acuerdo con la información facilitada a la inspección:

La bajada de carga se inició a las 07:45 del día 28/11/14. Esto es **5 horas y 57 minutos** después de que se produjera el suceso.

La identificación de la entrada en la CLO 3.0.3 y la decisión de bajar carga se realizó a las **06:45, dentro de las 5 horas siguientes al suceso** (4h debido a la interpretación incorrecta de la acción 16 asociada a la unidad funcional 7b de la tabla 3-3.3 de las ETF' s y 1 h adicional indicada en la propia 3.0.3 para iniciar la bajada de carga).

Las maniobras de bajada de carga se iniciaron a las 07:45h, a un ritmo suficiente para alcanzar Modo 3 (Espera Caliente) **antes de las 12:48h.**

Clarificar que las **12:48h** corresponden al tiempo resultante de añadir al momento del suceso, esto es la 01:48 h, por un lado las 4 horas durante las que la interpretación de la ETF fue errónea y por otro, las 7 horas establecidas por la CLO 3.0.3 (1 hora para iniciar las maniobras y 6 horas para situar la planta en Modo 3).

De acuerdo con el anterior comentario debería modificarse el párrafo del acta como sigue:

Donde dice:

“...Que la bajada de carga se inició 5 horas y ~~45~~ minutos después de que se produjera el suceso...”

Debería decir:

“...Que la bajada de carga se inició 5 horas y **57** minutos después de que se produjera el suceso...”

y donde dice:

~~“...y 1 hora y quince minutos después de entrar en la ETF 3.0.3...”~~

Debería decir:

“...a las **6:45, dentro de las 5 horas siguientes al suceso...**”

- **Página 4 de 10, cuarto párrafo.** Correcciones.

Para ser fiel a la terminología utilizada por CN Vandellos II, debería corregirse el párrafo del acta como sigue:

Donde dice:

"... partes temporales..."

Debería decir:

"...**cambios** temporales..."

y donde dice:

"...~~haciendo-la~~ correspondiente..."

Debería decir:

"...**configurando los instalados como definitivos mediante** la correspondiente..."

- **Página 5 de 10, segundo párrafo.** Correcciones.

Se proponen las siguientes matizaciones y correcciones al texto del párrafo para ajustarse en mayor medida a lo explicado a la inspección:

Donde dice:

Que los rayos, además de a los dos transmisores citados, también afectaron al ~~secuenciador~~ de los dos generadores diesel, en cuanto que se produjo la parada del autotest, anomalía que se corrigió al realizar el reset manual; y que tuvo lugar un fallo en cabinas de OVATION del sistema RM, que ~~es~~ la parte no de seguridad del sistema EJ, debido a la pérdida de tensión en su ordenador de proceso, por fallo de las fuentes de alimentación, provocando que las bombas de recirculación, para la química de este sistema dejaran de funcionar, ~~con lo que por precaución,~~ se procedió a arrancar manualmente una de las bombas ~~de seguridad,~~ del citado sistema EJ; que cuando la tensión al ordenador fue restablecida, las bombas ~~citadas~~ fueron puestas de nuevo en funcionamiento."

Debería decir:

Que los rayos, además de a los dos transmisores citados, también afectaron a los **secuenciadores** de los dos generadores diesel **de emergencia**, en cuanto que se produjo la parada del autotest, anomalía que se corrigió al realizar el reset manual; y que tuvo lugar un fallo en cabinas de OVATION del sistema RM, que **gestiona** la parte no de seguridad del sistema EJ, debido a la pérdida de tensión en su ordenador de proceso, por fallo de las fuentes de alimentación, provocando que las

bombas de recirculación, para la química de este sistema dejaran de funcionar **Para verificar la operabilidad de la parte relacionada con la seguridad del sistema EJ**, se procedió a arrancar manualmente una de las bombas **principales de cada tren**, del citado sistema EJ; que cuando la tensión al ordenador fue restablecida, las bombas **principales fueron paradas y las bombas de recirculación** fueron puestas de nuevo en funcionamiento.”

- **Página 7 de 10, tercer párrafo.** aclaración.

De la redacción del párrafo del acta, podría desprenderse que el cuestionamiento y corrección de la interpretación de la ETFs fue derivada de una contrastación de opiniones con la Inspección Residente, lo que no se ajusta a la secuencia del suceso.

Por lo tanto desea clarificarse que tal y como se manifestó a la inspección reactiva, el cuestionamiento de la interpretación de ETFs se realizó por parte del turno entrante en la mañana del día 28/11 y el turno de noche saliente. La interpretación realizada fue revisada por la línea y la Dirección considerándose incorrecta puesto que, en base a la declaración de inoperabilidad de los dos canales a las 01:48, la CLO 3.0.3 aplicó desde ese momento al no disponer del número mínimo de canales operables.

Esta valoración se contrastó con los Jefes de Turno de los turnos de mañana y de tarde del día 28/11 y, posteriormente en la madrugada del 28 al 29/11 con el Jefe de Turno de servicio en el momento de ocurrir el suceso, estando todos de acuerdo en que no se había hecho una interpretación adecuada de las ETFs.

Hacia el final de la mañana del día 28 de noviembre, se respondió a las preguntas planteadas por la Inspección Residente en relación con la interpretación realizada de las ETFs, cuyo cuestionamiento y reinterpretación ya habían sido realizados por parte del titular, tal y como quedó reflejado en el informe de suceso notificable de 24 horas.

- **Página 8 de 10, primer párrafo.** Comentario e Información adicional.

La información sobre los puntos de medida se remitió con posterioridad a la inspección mediante correo electrónico a la jefatura de proyecto de CNVII del viernes 12 de diciembre (12:46).

En dicha comunicación se aportó la siguiente documentación e información adicional:

1. Registro de comprobación periódica de la red de tierras de 2013, entregado en mano durante la inspección.
2. Informe 33250980.PAT/13 Rev.0 correspondiente a ese mismo año, donde se explica el método de prueba y los puntos de conexión.

Como aclaración al informe, se indicó que las medidas que se realizan corresponden a la resistencia global de puesta a tierra de la Central (apartado 5.2 del informe) y a la continuidad entre diversos puntos de la instalación de tierra del mini-parque y en la subestación exterior (apartado 4.2), que son los puntos en los que se encuentran los niveles de tensión más elevados de la Central.

En el apartado 5.2 del informe remitido se explica el método de prueba para la medida de resistencia de puesta a tierra. La contra-tierra es un punto fijo ubicado en la explanada del sistema EJ y se realizan 14 puntos de medida (no siempre los mismos) hasta encontrar un punto con elevación de potencial casi nulo. Por esa razón los 14 puntos adicionales, no tienen definida su localización, puesto que son variables.

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el "Trámite" del Acta de Inspección de referencia **CSN/AIN/VA2/14/877**, correspondiente a la inspección realizada a la Central Nuclear de Vandellós II, el día 4 de diciembre de dos mil catorce, los inspectores que la suscriben declaran:

- **Último párrafo de la carta de transmisión y página 2 de 10, primer párrafo:** El comentario no modifica el contenido del acta.
- **Página 2 de 10, penúltimo párrafo:** Se acepta la aclaración.
- **Página 3 de 10, segundo párrafo:** Se acepta el comentario.
- **Página 4 de 10, cuarto párrafo:** Se acepta el comentario.
- **Página 5 de 10, segundo párrafo:** Se acepta el comentario.
- **Página 7 de 10, tercer párrafo:** Se acepta la aclaración.
- **Página 8 de 10, primer párrafo:** Se acepta la aclaración.

Madrid, 26 de enero de 2015



Fdo.: 
Inspector CSN

Fdo.: 
Inspector CSN

P. 1
Fdo.: 
Inspector CSN

Fdo.: 
Inspector CSN

Fdo.: 
Inspector CSN