

CSN-908,42

CSN/AIN/SMG/09/583

Hoja 1 de 51



CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

ACTA DE INSPECCION

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

CERTIFICAN: Que se han personado los días diecisiete y dieciocho de marzo de dos mil nueve, en la **Central Nuclear STA. Mª de GAROÑA** (en adelante CNSMG), propiedad de **NUCLENOR, S.A.** (en adelante NN), la cual se encuentra en la provincia de Burgos, y dispone de Permiso de Explotación prorrogado por Orden del Ministerio de Industria y Energía con fecha cinco de julio de mil novecientos noventa y nueve.

Que en la visita de inspección estuvieron acompañados por D. [REDACTED] (de la empresa de ingeniería SENER, S.A.), en calidad de asesor técnico de la Inspección.

Que la Inspección tenía por objeto comprobar aspectos relacionados con la documentación del **Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento** de CNSMG (en adelante PIEGE), en su revisión 3, de Febrero 2009, y de otros documentos relacionados con el mismo, según la agenda enviada con anterioridad a NN y posteriormente ampliada durante la visita de inspección, la cual se adjunta como Anexo I al acta.

Que la Inspección fue recibida por los Sres. D. [REDACTED] y D. [REDACTED] todos ellos de NN, por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería NIP, S.A., por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería IDOM, S.A., por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería EE.AA. y por D. [REDACTED] de la empresa de montajes PROMATEC, S.A., así como por otro personal de NN y de dichas empresas, quienes manifestaron conocer y aceptar la finalidad de la Inspección.

DK-148507

Que los representantes del titular de la instalación fueron advertidos previamente al inicio de la inspección que el acta que se levante de este acto, así como los documentos recogidos en la tramitación de la misma, tendrían 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 la información suministrada por el personal técnico de las citadas empresas, a requerimiento de la Inspección, y siguiendo el índice de cuestiones de la agenda antes citada, así como de las comprobaciones documentales realizadas, resulta lo siguiente:

1. RGE del sistema RX (vasija e internos).

- Que la Inspección preguntó porqué no se aplicaba el ítem IV.A1-8 de la rev. 1 de GALL al componente "tobera N-10" de la tabla 3.1.2-1 de la rev. 3 del PIEGE (página 3-73 del PIEGE), a lo que los representantes de CNSMG indicaron que se trataba de un error, ya que lo correcto es que este ítem aplique a este componente. Que los representantes de NN manifestaron que, no obstante, este error no tenía repercusión alguna más allá de la corrección de la tabla, al no afectar a ninguno de los programas de inspección.
- Que, conjuntamente con la primera cuestión del punto 3 del acta, concerniente a los calorifugados de la vasija y del sistema de recirculación (RECIR), los representantes de CNSMG dieron las siguientes explicaciones:
 - Los diferentes aislamientos han sido consideradas como "componentes", y no como "ambientes" que pudieran afectar a los componentes aislados (superficie de la vasija y tuberías de recirculación).
 - La función propia de este componente es "Aislamiento térmico (AIST)", y que tras la revisión del informe GALL, la experiencia propia y las solicitudes de renovación de licencia de plantas americanas, se concluyó que el aislamiento térmico metálico no está sometido

- a fenómenos degradatorios. Que con respecto al aislamiento térmico no metálico, en la C.N. Hatch se ha considerado como componente sometido a fenómenos degradatorios.
- Los sistemas de la central a los que se les ha incorporado el aislamiento dentro del alcance de la rev. 3 del PIEGE son el RX (vasija e internos), el RECIR (recirculación), el IC (condensador de aislamiento), el HPCI (inyección a alta presión), y el HSC (habitabilidad de sala de control).
 - El programa PGE-37, *“Inspecciones de superficies externas de componentes mecánicos”*, se estructura en varias partes, incluyendo un apartado específico para los aislamientos, que trata el aislamiento per-sé como componente.
 - El análisis llevado a cabo supone la planta en funcionamiento (las paradas no se consideran, por suponer mucho menor tiempo), por lo que las superficies de la vasija y de las tuberías de recirculación se suponen calientes, de modo que no se postula la existencia de condensaciones.
 - En el caso del sistema RX, se ha supuesto que el aislamiento metálico, que constituye la mayor parte, no sufre ningún efecto de envejecimiento, mientras que en el aislamiento de fibra (de tipo ██████ situado solamente en las toberas N15A/B, N16A/B y N9A/B) sí se considera.
 - El aislamiento metálico de la vasija (sistema RX) está compuesto por varias piezas que se encajan a modo de “puzzle” alrededor de la vasija. Cada pieza de “puzzle” está constituida por placas de contacto con la pared de la vasija, que no son herméticas. Por este motivo, la pared de la vasija se considera sometida al ambiente de la contención.
- Que, respecto al sistema RX y al calorifugado, la Inspección examinó el documento LP-90-002 rev. 1, *“Programa de inspecciones de las superficies exteriores de componentes mecánicos (PGE-37)”*, aprobado el 18/02/09, que en la página 53 de 66 de su anexo A1 “Lista de componentes en el alcance del programa” incluye el componente “AISL-RX-NOMET”, aislamiento térmico no metálico de la vasija del reactor. Que, en el cuerpo del documento, el

punto 5.3 "Aislamientos térmicos con función propia" indica entre otras cosas lo siguiente:
" ... Para el aislamiento no accesible a potencia se realizan inspecciones específicas durante las Paradas de Recarga. En la PR 09 se inspeccionará el aislamiento del sistema RPVI con la OT-SV-14171. En las recargas se desmonta aislamiento para realizar inspecciones del MISI (Manual de Inspección en Servicio). Con estos trabajos se revisa el mismo y se sustituyen las colchonetas deterioradas."

- Que, respecto al sistema RECIR, los representantes de NN mostraron a la Inspección el documento de ref. AISL-REC-NOMET, "*Alcance y selección: aislamiento térmico no metálico de líneas de RECIR*", donde se identifican las zonas donde está instalado el citado aislamiento: desde las conexiones a reactor N1A/B hasta las válvulas MOV-202-5A/B y V-220-63A/B.

- Que, también respecto al sistema RECIR, los representantes de NN confirmaron que la identificación del aislamiento térmico en el sistema de recirculación como "aislamiento térmico de la vasija del reactor" en la tabla 3.1.2-2 era una errata que sería subsanada en la próxima revisión del PIEGE.

- Que, respecto al Programa de Vigilancia de la Vasija PGE-21, los representantes de NN explicaron el contenido del borrador del mismo, titulado "*Actualización del plan de vigilancia de la integridad estructural de la vasija del reactor*", que estaba previsto aprobar antes de finalizar el mes de marzo de 2009, y copia del cual fue remitida a la Inspección con fecha 20/03/09. Que el documento examinado recoge los siguientes apartados:

1. Situación actual: De acuerdo a este apartado, CNSMG dispone de curvas P-T desarrolladas según la regulación vigente, que permiten establecer los parámetros límite de operación en la vasija hasta un periodo de explotación de 60 años.
2. Objetivos de la actualización del plan de vigilancia: Este apartado presenta las circunstancias que motivan la actualización de los valores límite de operación.

3. Plan de trabajo: Este apartado indica que las dos tareas principales del plan de actuación de NN consisten en caracterización del material (tanto búsqueda y análisis de experiencia en plantas con materiales similares, como optimización del material propio disponible) y en empleo de nuevas herramientas de análisis (tanto estimación de la fluencia neutrónica acumulada en los materiales susceptibles, como empleo de nuevas herramientas de análisis en la determinación de las curvas límite de operación).
4. Implementación de la actualización del plan de vigilancia: Este apartado presenta los trabajos más relevantes realizados hasta el momento en CNSMG.
- Que, respecto al tratamiento que la tabla 3.1.2-1 de la rev. 3 del PIEGE da al componente "tobera N13/14" (página 3-76 del PIEGE), los representantes de NN aclararon lo siguiente:
 - Pese a que figura el PGE-22 en la tabla, el componente está fuera del alcance de este programa. Las filas correspondientes al ambiente "agua del reactor" no aplican, como indica la nota B de la columna "Cmp". Estas filas se mantienen tan solo para conservar la trazabilidad con las revisiones anteriores del PIEGE.
 - La nota 15 que figura en la columna "Cmp", en las filas correspondientes al ambiente "nitrógeno/ aire en contención", debería figurar en la columna anterior, de "Notas". El personal de NN explicó que este error no tenía repercusión alguna más allá de la propia tabla, al no afectar a ninguno de los programas de inspección.
 - Que, referente al tratamiento que la tabla 3.1.2-1 de la rev. 3 del PIEGE da al componente "stub-tubes" (página 3-95 del PIEGE), los representantes de NN indicaron que existe un error (arrastrado desde la rev. 2 del PIEGE), dado que lo correcto es que figurase PGE-36 (y no PGE-22), para este componente (en la rev. 1 del PIEGE figuraba PGE-36). Que los representantes de NN indicaron que, no obstante, este error no tenía repercusión alguna, dado que esta fila de la tabla, en la columna "Cmp", tenía la nota B, por lo que estaba dada de baja.

2. RGE de la estructura ED-RX (edificio del reactor).

- Que en relación con el PIEGE, rev. 3, Tabla 3.5.2-2, elementos: bandejas y canaletas de tubing de acero galvanizado, de acero inoxidable y de aluminio; sellos de acero al carbono y de acero inoxidable del *dry-well* al *reactor-well*; elementos estructurales de hormigón en aire interior, ítem III.A5-1 (T-10), los representantes de NN informaron que, por error, se han marcado cambios entre la rev. 2 y la rev. 3, comprometiéndose a subsanarlos en la próxima revisión del PIEGE.

3. RGE del sistema RECIR (recirculación).

- Que en relación con la modificación del ítem Tabla 1 en "Bombas/EPRE/acero al carbono/aceite/interno", los representantes de NN afirmaron que no se postula corrosión en ambiente aceite, salvo que contenga agua y que la decantación de agua se produce en depósitos y cambiadores de calor, por lo que la modificación de la tabla se debe a que no se considera que las bombas sometidas a ambiente "aceite" sean susceptibles al efecto "corrosión".
- Que en relación con la modificación de las columnas EERG, programa y notas para "Intercambiadores de calor/EPRE/acero al carbono/aceite/interno", los representantes de NN afirmaron que, por el mismo motivo que en el caso anterior, se había dado de alta en la revisión 3 del PIEGE esta combinación de componente, material y ambiente, que en la revisión anterior se consideraba como no aplicable.
- Que en relación con la modificación de las columnas ítem GALL, ítem Tabla 1, notas y Cmp para "válvulas manuales/EPRE/acero inoxidable/aceite/interno" los representantes de NN afirmaron que la fila correspondiente de la Tabla 3.1.2-2 se había dado de baja ya que, por error en la revisión anterior del PIEGE, estaba duplicada la combinación componente, material y ambiente.

4. RGE del sistema HPCI (inyección alta presión).

- Que en relación con el PIEGE, apartado 3.2.2.1.1, sobre el material “Cobre” que aparentemente no aplica a ningún componente del sistema, los representantes de NN confirmaron que es un error que se corregirá en la próxima revisión del PIEGE.
- Que en relación con el PIEGE, Tabla 3.0-1, Tabla 3.0-2 y tablas similares del informe LP-00-018, relativa a los ambientes: “Nitrógeno/aire en la contención” (como ambiente interno), y “Condensado (tanque)” y “Condensado” (como ambientes externos), los representantes de NN confirmaron que el primer ambiente no está considerado en la Tabla 3.0-1 de ambientes internos, y que los ambientes “Condensado (tanque)” y “Condensado” no están considerados en la Tabla 3.0-2, cuando sí deberían de estarlo. En consecuencia, NN se comprometió a introducir las correcciones pertinentes tanto en las tablas del PIEGE como en el documento LP.00.018 en una próxima revisión de los mismos.
- Que en relación con el PIEGE, Tabla 3.2.2-1 y LP-00-166 (Rev. 4), Anexo 3.A, la Inspección solicitó la conveniencia de introducir algún tipo de nota aclaratoria en aquellas líneas de la Tabla 3.2.2-1 dónde se evidencien fenómenos degradatorios ligados al funcionamiento en pruebas, y que carecen de sentido en modo “standby” (erosión-corrosión, fatiga). Que dicha nota debería indicar esta circunstancia, así como el ambiente real existente durante las pruebas y que favorece el fenómeno en cuestión. Que igualmente, esto debería ser aclarado en el documento LP.00.166, Anexo 3.A. Que los representantes de NN se comprometieron a analizarla, y encontrar la mejor forma de que, tanto en la tabla del PIEGE como en el documento soporte LP, este aspecto quede suficientemente claro. Que este mismo compromiso se extendía a otros sistemas en los que se dieran unas circunstancias similares, como el LPCI.
- Que en relación con el LP-00-166, Anexo 3A, se solicitó justificación de porqué existían ciertos componentes dentro del grupo RGE “Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en vapor/aire húmedo” a los que no se les había asignado el fenómeno de erosión-corrosión (válvulas V-2301-14X, V-2301-34X, V-2301-40X, V-2301-40Y y 2301-71X), ya que

dicho grupo RGE había sido definido por NN para el análisis de aquellos componentes sometidos al fenómeno de erosión-corrosión. Que los representantes de NN explicaron que estos componentes suponían un caso particular dentro de este grupo RGE ya que, al no existir flujo en los mismos en ningún modo de operación, el fenómeno de erosión-corrosión no era aplicable.

- Que los representantes de NN se comprometieron a introducir una nota explicativa en el documento LP-00-166 en el punto correspondiente a este grupo RGE, en lugar de trasladar estos componentes a otro grupo RGE, no ligado al fenómeno de erosión-corrosión.
- Que en relación con los ambientes asignados a ciertos componentes en la línea de drenaje al condensador principal, en particular los ítems TNK-2301-DP1, V-2301-54, V-2301-55, y a la válvula de bronce V-2301-105, situada en la línea de drenaje del condensador de vapor de sellos, los representantes de NN explicaron que en la línea de drenaje al condensador se había seguido el criterio de asignar el ambiente interior "aire húmedo", hasta la trápola existente en la línea, y hasta la válvula AOV-2301-31 en el bypass del drenaje. Que a partir de estos componentes, el ambiente interior asignado era "condensado". Que estos ambientes eran los que mejor reproducían el ambiente interior real al que estaban sometidos los distintos componentes de la línea. Que en cualquier caso, tal distinción de ambientes no condicionaba los fenómenos de degradación aplicables (en ambos casos son coincidentes), aunque sí variaban los programas PGE de aplicación, al haberse seleccionado los más adecuados al tipo de componente y ambiente predominante en la línea.
- Que con objeto de aclarar esta asignación de ambientes, los representantes de NN se comprometieron a introducir una nota aclaratoria en el documento LP-00-166.
- Que en lo que respecta a la válvula de bronce V-2301-105, situada en la línea de drenaje del condensador de vapor de sellos, los representantes de NN mostraron el plano isométrico HPCI-1164. Que dicho plano mostraba que una vez realizado el drenaje del cambiador, no era previsible que la válvula quedara inundada por el condensado. Que sin embargo, sí que estarían sometidos a este ambiente interior (condensado) parte del cambiador de vapor de

sellos, la bomba de extracción de condensado, y parte de la tubería de evacuación. Que para estos componentes, sí se había señalado como aplicable "condensado" como ambiente interior, pero sin embargo, por la razón anteriormente expuesta, a la válvula se le había asignado el ambiente interior "aire húmedo".

- Que la Inspección solicitó a NN la necesidad de que revisara si el ítem correspondiente a tubería de acero al carbono en ambiente interior "condensado", representaba las circunstancias de la tubería ligada al cambiador, o si era necesario crear otro ítem para el análisis de la RGE.
- Que en relación con el grupo RGE "Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en agua tratada y/o vapor", para ambiente interno "vapor", se preguntó a los representantes de NN por qué no habían considerado los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras, considerados como potencialmente aplicables en el informe EPRI 1010639. Que los representantes de NN respondieron que aunque efectivamente el EPRI consideraba la posible ocurrencia de estos tipos de corrosión, a su vez los condicionaba a la existencia de unos niveles mínimos de oxígeno y de concentración de iones y explicaron que la calidad del vapor era tal, que los niveles de oxígeno e iones estaban muy por debajo de los establecidos en EPRI como umbrales.
- Que la inspección planteó asimismo a NN la posibilidad de aplicar el PGE-22, como complemento al PGE-04 para estos componentes en ambiente interno "vapor". Que los representantes de NN explicaron que existía un ítem del GALL que podía ser tomado como referencia para el análisis, aunque el mismo no formaba parte de la tabla del GALL para los sistemas salvaguardias, sino de la tabla aplicable al sistema Vapor Principal. Que este ítem (VII.B2-3) sólo establecía como aplicable el programa XI.M2 de control químico del agua, cuyo programa equivalente en CNSMG es el PGE-04.
- Que los representantes de NN informaron que estaba prevista la realización de inspecciones únicas en líneas sometidas a ambientes interiores más críticos que el aquí existente, con lo cual, en función de los resultados, podrían extrapolarse conclusiones para este caso.

- Que en relación con el grupo RGE "Acero inoxidable en aceite/gasoil", la Inspección solicitó a NN justificación de la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras, sí considerados en la rev. 2 del PIEGE. Que los representantes de NN explicaron que la ocurrencia de estos tipos de corrosión está ligada a la existencia de humedad durante largo tiempo en la superficie de los componentes y que por la disposición física de los componentes en este ambiente, los únicos susceptibles de presencia de humedad eran el tanque de aceite y la carcasa del enfriador de aceite, de acero al carbono, ya que en estos equipos el agua se acumularía en el fondo de los mismos. Que los calentadores eléctricos de inmersión estaban situados a media altura dentro del tanque de aceite, con lo cual no estiman que resulten afectados por la posible humedad acumulada en el tanque.
- Que la inspección pidió aclaración a NN sobre el ítem del GALL Vol. 2 señalado en la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE como aplicable interiormente a los calentadores eléctricos de inmersión, por ser un ítem referido a componentes de acero al carbono, y no de acero inoxidable (material de los calentadores). Que los representantes de NN manifestaron que se trataba de un error y que se corregiría el mismo, tanto en la Tabla del PIEGE como dónde procediera del documento LP-00-166. Que este error no tenía repercusión en el análisis RGE realizado, y por tanto el resultado que figura en la tabla del PIEGE continúa siendo válido.
- Que en relación con Grupo RGE "Acero inoxidable en agua tratada y/o vapor", la Inspección pidió a NN que explicase la asignación de PGE realizada para la gestión del mecanismo SCC, en los componentes del HPCI a los que aplica este fenómeno. Que la Inspección solicitó aclaración de porqué los ítems aplicables del GALL, señalados en la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE, proponían PGE basados en inspecciones periódicas, mientras que el PGE-22 consiste en una inspección única.
- Que los representantes de NN informaron, en primer lugar, que los componentes a los que aplica este fenómeno tienen un diámetro nominal menor que 4", lo que dificulta la realización de inspecciones de tipo volumétrico, y que la estrategia planteada consistía efectivamente en realizar una inspección única para descartar o no el fenómeno por líquidos penetrantes y, en función de los resultados, plantear si fuera necesaria una estrategia de inspecciones periódicas

a lo largo de la vida extendida.

- Que en el caso particular de la tubería y válvula de la línea de drenaje al condensador principal, únicos componentes, además del tubing, en los que se manifiesta este fenómeno, al no ser un tramo de clase nuclear, se realizaría una inspección única por líquidos penetrantes.
- Que en relación con la posible existencia de tubing de acero inoxidable con ambientes de otros tipos de agua, los representantes de NN indicaron que no existía dicha combinación de material/ambiente para este componente.
- Que en relación con el Grupo RGE "Acero inoxidable en aire/gas", la Inspección solicitó justificación a NN sobre el PGE-22 de aplicación, en lugar del propuesto en la anterior revisión del PIEGE, PGE-31. Que los representantes de NN explicaron que el programa PGE-31 sólo tiene dentro de su alcance componentes de acero al carbono, y no de otros materiales. Que tras discutir la cuestión, los representantes de NN acordaron comprobar que no se perdería frecuencia de inspecciones como consecuencia de este cambio y, en caso de ser así, se trasladarían de nuevo al PGE-31, ampliando el alcance del mismo.
- Que en relación con Grupo RGE "Aleaciones de cobre en aceite/gasoil", la Inspección pidió a NN aclaraciones sobre la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras. Que los representantes de NN contestaron con el mismo argumento ya expuesto para el grupo RGE "Acero inoxidable en aceite/gasoil", y por tanto se descarta también la necesidad de gestionar estos mecanismos de degradación.
- Que en relación con el informe LP-00-166, apartado 5.4.1.1, la Inspección pidió a NN aclaraciones sobre la no consideración del mecanismo de corrosión galvánica entre ciertos tramos de tubería de acero al carbono, y las válvulas de acero inoxidable a ellos conectadas (en particular, las válvulas V-2301-133 y V-2301-4Y). Que los representantes de NN manifestaron que la justificación genérica, de diferencias de superficie acero al carbono frente a acero inoxidable, resultaba válida también en estos casos particulares.
- Que en relación con el informe LP-00-166, apartado 5.2 (fatiga), la Inspección preguntó a NN

por la existencia de una posible errata al hacer referencia a la válvula motorizada en la línea de suministro de vapor a la turbina del HPCI (fuera de la contención primaria). Que los representantes de NN confirmaron que el nombre correcto de la válvula era el que aparecía en los planos consolidados y por tanto la letra "B" añadida en el informe era una simple errata, que se corregiría en la próxima revisión del documento.

- Que en relación con el Anexo 3 del informe LP-00-166, en el que se denomina AEFT-2 a la "Fatiga de Metales", mientras que en la Tabla 2 del PIEGE se nombra como AEFT-2.13, los representantes de NN se comprometieron a modificar la Tabla 4.1.1 del PIEGE, en su próxima revisión, para incorporar una numeración más detallada de los AEFT.
- Que en relación con el criterio de asignación del mecanismo "fatiga" en la Tabla tipo 2 del PIEGE, y en el Anexo 3A del informe LP-00-166, la Inspección preguntó a NN porqué dicho fenómeno aparecía como aplicable en los componentes de Clase 1 sometidos al mismo, mientras que en los componentes de Clase 2, igualmente afectados por fatiga, no se señalaba su aplicación. Que los representantes de NN confirmaron esta ausencia y se comprometieron a especificar este fenómeno en los componentes de Clase 2 en el Anexo 3A del informe y en la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE, cuando éstos fueran revisados. Que adicionalmente, los representantes de NN se comprometieron a corregir el apartado 5.2 del documento LP-00-166, dónde se especifica de forma incorrecta que existe una línea del subsistema de condensación de vapores sometida a fatiga, cuando realmente se está refiriendo a la línea de drenaje de la tubería de vapor principal hasta el condensador principal. Que igualmente confirmaron que el AEFT aplicable a los componentes de Clase 2 era el mismo que para los componentes de Clase 1.
- Que en relación con los componentes afectados por fatiga en tramo de conexión del HPCI con el FDW, la Inspección pidió a NN que confirmase a cuales aplicaba este fenómeno, ya que existían ciertas incongruencias en la información contenida en el documento LP-00-166. Que los representantes de NN aclararon que este fenómeno aplicaba desde la válvula CHKV-2301-7 hasta la conexión con la línea de agua de alimentación. Que la fatiga no aplicaba a ningún tramo de la tubería aguas abajo de la válvula de retención, y que por tanto era necesario

corregir la aplicación errónea de este fenómeno al componente genérico TUB-HPC-CS-ACT. Que los representantes de NN se comprometieron a realizar esta corrección en el Anexo 3.A del documento LP.00.166, en una próxima revisión de los mismos.

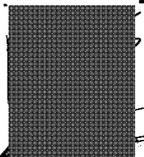
- Que en relación con el AEFT-2.13 *“Revisión de cálculos base del AEFT de fatiga”* para los componentes afectados del HPCI (Clases 1 y 2), los representantes de NN mostraron el informe IG-00-22 *“Libro de Eventos”*, rev. 1 de julio 06, en cuya tabla 4 se indica que hasta 31/10/04 el número real de transitorios ocurridos es menor de 1.000, y que extrapolando a 2019 el número sería inferior a 1.500. Que muchos de esos transitorios son sólo aplicables a la vasija del reactor, y no a las líneas de Clases 1 y 2 como las del sistema HPCI, por lo que el total de transitorios reales aplicables es muy inferior a 1.000 y, por supuesto, al número de ciclos térmicos establecidos por el código de diseño B31.1 (7000 ciclos), por encima del cual el factor de reducción de tensiones es menor que 1.
- Que en relación con LP-00-166, apartado 5.4.1.1 (erosión – corrosión), la Inspección pidió aclaración a NN sobre las líneas del HPCI realmente afectadas por este fenómeno. Que los representantes de NN mostraron la información recogida en el Anexo 2 del informe LP-90-004 *“Programa de control del fenómeno de corrosión acelerada por caudal FAC”*, dónde entre otras, aparecen listadas las líneas del HPCI en las que se evidencia este fenómeno. Que dichas líneas resultaron ser la línea de drenaje del escape de la turbina desde la trápola TP-2301-2, la línea de drenaje de la tubería de suministro de vapor a la turbina de vapor del HPCI, desde la trápola TP-2301-1 y la válvula AOV-23-01-31, y por último la línea de descarga de la bomba principal del HPCI a la tubería de pruebas del LPCI (línea de mínimo caudal de la bomba). Que en consecuencia, se señaló a NN el error existente en la hoja HE-HPCI-21 del Anexo 6 del documento LP.00.166, dónde se indica que este fenómeno se da también en la línea de escape de la turbobomba a la cámara de supresión. Que los representantes de NN se comprometieron a corregir este punto en la próxima edición del documento señalado, así como a aclarar esta cuestión en el apartado 5.4.1.1 del mismo dónde se analiza la ocurrencia de este fenómeno en las diferentes líneas del sistema.
- Que en relación con la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE, la Inspección solicitó a NN aclaración de

porqué para el elemento de caudal FE-2356, sólo aparecen líneas de análisis según GALL-Draft, y en el Anexo 3B del documento LP-00-166 no aparece ninguna tabla de análisis para este componente. Que los representantes de NN explicaron que no se evidenciaba ningún fenómeno degradatorio asociado con la función propia del componente (medida de caudal), pero que evidentemente lo señalado constituía un error que sería corregido en una próxima revisión de la Tabla del PIEGE, así como del documento LP-00-166.

- Que en relación con la Tabla 3.2-1 del PIEGE, la Inspección indicó a NN la existencia de una errata en la línea 3.2-1.29, en particular en la columna "evaluación en CNSMG" dónde se informa sobre los PGE de aplicación para la combinación "componente/material/ambiente". Que los representantes de NN confirmaron que se trataba de una errata que sería corregida en la próxima revisión del PIEGE.
- Que en relación con el PIEGE, Tablas 3.2-1 y 3.2.2-1, la Inspección solicitó a NN justificación de porqué en la primera tabla, línea 3.2.1-41, se afirma que el fenómeno de lixiviación selectiva no aplica el material admiralty, en contra de lo que NN destaca en otras referencias documentales. Que los representantes de NN confirmaron que se trata de un error que sería corregido en una próxima revisión del PIEGE.
- Que en relación con la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE, se señaló a NN la posible existencia de un ítem aplicable del informe GALL Vol.2, el V.D2-4, ante lo cual los representantes de NN corroboraron su aplicación, y se comprometieron igualmente a corregir este punto en la Tabla del PIEGE en la próxima revisión del mismo.
- Que en relación con el LP-00-166, Anexo 3.B, se preguntó a NN por la razón de no haber considerado como aplicable el fenómeno "degradación en la transferencia de calor por ensuciamiento" en la superficie exterior del cambiador de vapor de sellos, y de haber considerado este fenómeno sin embargo en el enfriador de aceite en el documento LP-00-166 (aunque no en la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE). Que los representantes de NN explicaron que en el cambiador de vapor de sellos se acumularía condensado procedente del vapor del circuito primario, pero que este condensado consistía en agua de gran calidad y por tanto no era

razonable suponer ensuciamiento en la superficie exterior de los tubos del cambiador. Que los representantes de NN reconocieron que la explicación aportada en el Anexo 3.D del LP-00-166 relativa a la no ocurrencia de este fenómeno no era la más indicada, y se comprometieron a mejorarla en una próxima revisión de este documento.

- Que en lo relativo al enfriador de aceite, los representantes de NN señalaron que este fenómeno de ensuciamiento tampoco era de aplicación, de acuerdo con la nota 9 del Apartado 6 del documento EPRI 1010639, y que por tanto el haberlo considerado en el Anexo 3.B del documento LP-00-166 constituía un error que sería corregido en la próxima edición del documento.



- Que en relación con el LP-00-166, apartado 5.4.2.1, grupo RGE externo "Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en aire/gas", se pidió a NN justificación sobre la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras, al encontrar cierta inconsistencia entre la explicación aportada en el apartado 5.4.2.1 del LP-00-166, dónde se afirma que en ciertos tramos de la tubería de suministro de vapor a la turbina podrían producirse condensaciones en su superficie, para en un punto posterior de este mismo apartado justificar la no aplicabilidad de la corrosión intersticial y corrosión por picaduras por la razón contraria (improbabilidad de generación de condensaciones en estos tramos). los representantes de NN indicaron que la redacción de estos apartados sería mejorada para hacerla congruente pero que realmente, por el ambiente en el que se encontraban estos componentes, era muy improbable que se produjeran condensaciones sobre su superficie, durante largo tiempo, que posibilitaran la ocurrencia de estos tipos de corrosión. Que con objeto de corroborar lo anterior, los representantes de NN resaltaron que los ítems del informe GALL aplicables sólo señalan la corrosión general como mecanismo a considerar para esta combinación de "material/ambiente".

- Que adicionalmente la Inspección preguntó a NN por la misma cuestión anterior, pero en este caso centrada concretamente en el componente "pernos", perteneciente a este grupo RGE. Que en este caso, los representantes de NN aportaron la misma justificación que para el resto de componentes del grupo, aunque al comprobar, a solicitud de la Inspección, en el informe

GALL los mecanismos de degradación a considerar, se encontró con que en este caso sí se proponía la corrosión intersticial y corrosión por picaduras, además de la corrosión de tipo general. Que los representantes de NN insistieron en la muy baja probabilidad de existencia de humedad en los pernos, pero, ante lo establecido en la referencia GALL, se comprometieron a explicitar en el programa de inspección de pernos PGE-12 que para esta combinación "material/ambiente", cuando se inspeccione por corrosión general, se buscará igualmente la corrosión intersticial y corrosión por picaduras. Asimismo los representantes de NN se comprometieron a añadir una nota aclaratoria en este sentido en el documento LP-00-166, y en el apartado correspondiente del Apéndice B del PIEGE.

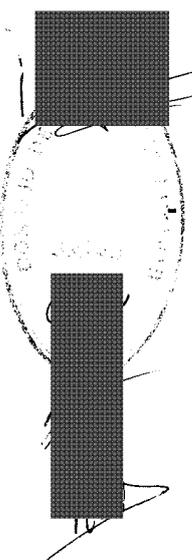
- Que en relación con LP-00-166, apartado 5.4.2.6, la Inspección solicitó a NN la razón de porqué se justifica la no consideración del fenómeno de lixiviación selectiva en tubos de admiralty en ambiente exterior "aceite", por tratarse de un material no susceptible a este fenómeno. Que los representantes de NN se comprometieron a corregir dicha justificación, en una próxima edición de este documento, ya que la razón de la no aplicación del fenómeno no era la ahí indicada sino la ausencia de humedad de forma permanente en la superficie de los componentes, en coherencia con lo ya señalado en otros puntos del acta.
- Que como cuestión adicional a la agenda enviada a NN, se preguntó por el tipo de aislamiento existente en el sistema HPCI, ante lo cual los representantes de NN aclararon que se trata de aislamiento térmico no metálico, pero que existe un pequeño tramo consistente en aislamiento de tipo metálico. Que al no estar este tipo de material reflejado ni en el PIEGE (apartados correspondientes a la RGE), ni en el documento LP-00-166, los representantes de NN se comprometieron a introducir en estos documentos las correcciones pertinentes que serían efectivas en una próxima revisión de los mismos. Que los representantes de NN afirmaron que al tratarse de una combinación "material/ambiente" ya analizada de forma general para otros sistemas, el resultado de la identificación de fenómenos degradatorios es que no se evidencia ninguno que requiera gestión.

5. RGE del sistema HSC (Habitabilidad Sala de Control).

- Que en relación con los nuevos componentes y ambientes introducidos dentro en el análisis de la RGE, la Inspección pidió a NN que aclarara algunas cuestiones relacionadas con estos aspectos. Que en particular, se requirió si la válvula solenoide SOV-XX-XXX estaba incluida en la tubería de suministro de agua desmineralizada al tanque humidificador, a lo cual los representantes de NN respondieron afirmativamente.
- Que también se requirió a NN la razón del cambio de ambiente interior en la tubería de suministro de agua contraincendios a los filtros de carbón activo del equipo de filtración de emergencia (aire húmedo en lugar de agua de río). Que los representantes de NN explicaron que esta tubería está desconectada del sistema PCI y que no está sometida a ningún tipo de pruebas que provoque un flujo de este tipo de agua por la misma, circulando sólo en caso de incendio. Que el ambiente estaba mal identificado en la revisión anterior del PIEGE y que el actual era considerado como correcto. Que se había adjudicado a los componentes de la línea un ambiente de aire-húmedo para, de forma conservadora, prever ciertas condensaciones que pudieran llegarle desde el interior del equipo de filtración de emergencia. Que esta misma explicación aplicaba a las tuberías de drenaje del equipo de filtración de emergencia, en las cuales el ambiente interior también había sido modificado en este mismo sentido.
- Que también se pidió a NN justificación sobre la asignación del PGE-22 para la gestión de los mecanismos de degradación evidenciados en la línea de acero galvanizado de aporte de vapor a las unidades climatizadoras. Que los representantes de NN reconocieron la no aplicabilidad de este PGE en función de los mecanismos de degradación aplicables, y en su lugar propusieron la aplicación del PGE-31 de "Inspección de Superficies Internas de Tuberías y Conductos de Ventilación". Que los representantes de NN se comprometieron para que en una próxima revisión del PIEGE y documento LP-00-166, se recoja esta modificación en los apartados necesarios.
- Que en relación con la Tabla 3.3.2-10 del PIEGE, no se había considerado para el aislamiento en ambiente "aire-ambiente interior" el fenómeno "agrietamiento/entrada agua en

aislamiento”, mientras que sí se recogía este fenómeno en la tabla de análisis del Anexo 3.B del documento LP-00-202, rev. 4. Que los representantes de NN respondieron que en la próxima revisión de la Tabla 3.3.2-10 del PIEGE se recogería este fenómeno en los términos anteriormente especificados.

- Que la Inspección preguntó a NN sobre el tipo de comprobaciones que se tenía previsto realizar dentro del PGE-37 para evidenciar fenómenos de degradación en el aislante de tipo volumétrico no detectables sin levantar la chapa protectora (caso del “apelmazamiento”). Que los representantes de NN respondieron que a este respecto se había creado un trabajo programado bienal consistente en levantar la chapa del aislante y que esta inspección se realizará en ciertas zonas del aislante, aplicando así una estrategia de muestreo tomando en consideración la accesibilidad de las zonas así como la existencia de puntos más susceptibles a los fenómenos objeto de inspección.

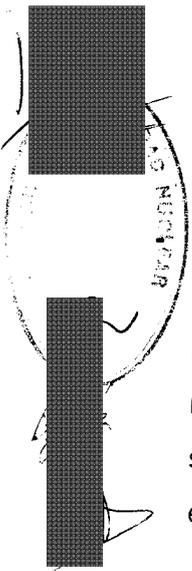


- Que en relación con la revisión del programa MM-90-009 que desarrolla el nuevo PGE-45, la Inspección solicitó a NN dicho programa para realizar ciertas comprobaciones relativas a frecuencias de inspección de los distintos subcomponentes de las unidades climatizadoras, técnicas de inspección, criterios de aceptación, etc. Que a tal efecto los representantes de NN explicaron que, además de este documento, se había desarrollado también una guía para la inspección visual de los componentes a los que aplica, y confirmaron que dentro del alcance de este programa estaba la inspección del interior de las envolventes de los intercambiadores, inspección de la superficie interior y exterior de colectores, interior y exterior de ventiladores, soportes antivibratorios, así como la inspección de las baterías de frío tanto en lo que respecta a su interior como al exterior de las mismas. Que en cada caso, tal y como se explica en el programa MM-90-009, la técnica de inspección se adapta al tipo de fenómeno a controlar, así como a las características del componente que en muchos casos condicionan el tipo de inspección a realizar.

- Que la Inspección solicitó a NN si se habían considerado dentro del alcance del PGE-27 “Programa de Estructuras” los soportes antivibratorios del ventilador de impulsión del filtro de emergencia, de material caucho en aire-ambiente interior. Que los representantes de NN

reconocieron que el sistema HSC no está recogido en la Tabla 2 del apartado 2.2 del LP-00-002 (DBP-PGE-27), pero que realmente este componente, en aire-ambiente interior sí está contemplado de forma genérica en la Tabla 5 de dicho documento, dónde se resumen las combinaciones de "tipo de componente/fenómeno de degradación/material/ambiente" que entran dentro del alcance del PGE. Que los representantes de NN se comprometieron a corregir este punto en la próxima revisión del documento LP-00-002.

- Que en relación con el material acero inoxidable en ambiente interno intemperie, la Inspección recordó a NN que la justificación aportada en el documento LP-00-202, rev. 4, Anexo 3.C relativa a la no ocurrencia del fenómeno MIC en ambiente interno aire-ambiente exterior, no había sido corregida en el sentido acordado en la reunión de noviembre de 2008, esto es, haciendo referencia a los estudios hidrogeológicos que refrendan la idea de que no es probable la ocurrencia de este fenómeno. Que los representantes de NN se comprometieron a modificar este punto en una próxima revisión del documento.



Que en relación con el ítem del GALL que aparece como aplicable en la Tabla 3.3.2-10 del PIEGE, para componentes de acero inoxidable en ambiente interno "aire-ambiente interior", la Inspección requirió a NN porqué estaba referido a ambiente externo y no interno. Que los representantes de NN justificaron que resultaba una referencia válida para el análisis de superficies internas con la misma combinación de material y ambiente, comprometiéndose a explicitar mejor esta circunstancia mediante una nota aclaratoria de tipo numérico.

- Que en relación con la no inclusión dentro de la Tabla 5 del apartado 8 del documento LP-00-002 (DBP-PGE-12) de la combinación "pernos de acero al carbono en aire-ambiente interior, sometidos a corrosión intersticial, picaduras y corrosión galvánica", los representantes de NN reconocieron su falta, comprometiéndose a incluirla tanto este documento como otros asociados con el PGE que pudieran resultar afectados, en una próxima revisión de los mismos.
- Que en relación con el nuevo ambiente definido "aire húmedo" (en lugar de agua de río), en línea de suministro agua bruta a filtros de carbón activo, así como en los drenajes del equipo de filtración de emergencia, en el primer punto del apartado 5 de este acta ya se ha tratado

esta cuestión siendo por tanto válidas las aclaraciones ahí expresadas. Que los representantes de NN explicaron además que el fenómeno MIC ya no tenía sentido por el nuevo ambiente aplicado a estos componentes.

- Que en relación con los puntos A.21.1, A23.1 y A.24.1 del acta de reunión de fecha noviembre 2008, la Inspección solicitó a NN que la tabla 3.3.2-10 del PIEGE fuese repasada, puesto que en algunas líneas de análisis seguía sin quedar clara la referencia documental empleada en el mismo. Que los representantes de NN se comprometieron a repasar dicha Tabla e introducir las aclaraciones necesarias para que quede claro el documento empleado a la hora de identificar los fenómenos/mecanismos de degradación en aquellos casos en los que el GALL no proporciona ningún ítem de aplicación.
- Que en relación con la ausencia en la Tabla 3.3.2-10 del PIEGE de la línea de análisis relativa al componente "tubing y componentes aux. de instrumentación" en el ambiente interno "aire-ambiente interior", los representantes de NN corroboraron esta ausencia comprometiéndose a introducir esta modificación en la próxima revisión del PIEGE, así como del documento LP.00.202.
- Que en relación con la no consideración del mecanismo de corrosión galvánica en la parte interior del ventilador de impulsión del sistema de filtración de emergencia, los representantes de NN manifestaron que la respuesta que en su momento se dio a la cuestión A.25.1 no fue correcta, ya que el ambiente interno existente en el componente, aunque ha sido tipificado como aire-ambiente interior (no controlado), es un aire que por los controles a los que se le somete se asemeja en gran medida al ambiente aire-ambiente interior (controlado), haciendo muy improbable la ocurrencia de corrosión galvánica en el componente por la no previsible acumulación de humedad durante largo tiempo en su interior. Que en cualquier caso, los representantes de NN explicaron que para descartar este fenómeno se tenía previsto realizar una inspección única en la zona de admisión del componente, dónde se produce la unión entre dos materiales de distinto potencial galvánico.
- Que en relación con la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión

por picaduras tanto en el interior como en el exterior de los ventiladores de impulsión de los climatizadores (ambiente coincidente), los representantes de NN manifestaron que se añadirán también estos mecanismos en la Tabla 3.3.2-10 del PIEGE en su próxima revisión, y que consecuentemente se actualizará el documento LP-00-002 dónde se haga referencia a estos componentes.

- Que la Inspección solicitó a NN el nuevo procedimiento MM-90-004, que desarrolla el PGE-31, el cual fue mostrado por NN. Que la Inspección realizó comprobaciones relativas a las frecuencias de inspección, técnicas de inspección, criterios de aceptación, etc.
- Que la Inspección requirió a NN la razón de la ausencia en el DBP-PGE-12, Tabla 1 (informe LP-00-002, rev. 3), de la referencia a los procedimientos IE-40-008, IE-40-006, IE-90-023 de desarrollo del PGE-12. Que los representantes de NN aclararon que se trataba simplemente de un cambio de nombre, y que esos procedimientos tenían ahora otra referencia, pero que en cualquier caso seguían desarrollando este PGE.
- Que en relación con la resolución efectiva de la propuesta de mejora PM-12.2 del PGE-12, los representantes de NN respondieron que esta PM se había resuelto y por tanto los atributos que en la rev. 2 del DBP-PGE-12 (informe LP-00-002) resultaban afectados, ya cumplen la conciliación con GALL. Que la aclaración sobre la resolución de esta PM se ha realizado de forma general en el apartado de "alcance" del DBP-PGE-12 (LP-00-002, rev. 3) y que adicionalmente el programa IE-90-002 que desarrolla el PGE, refleja ya los resultados de la implantación de esta PM.
- Que en relación con el tipo de inspección prevista para los componentes del sistema HSC a los que antes aplicaba el PGE-18/2, y ahora aplica el PGE-31, los representantes de NN aclararon que para estas tuberías de pequeño diámetro se había previsto realizar una inspección de tipo visual, empleándose, cuando fuera necesario, técnicas boroscópicas.

6. RGE de sistemas eléctricos y de I&C (análisis AEFT).

- Que en relación con las comprobaciones de tipo general, realizadas por la Inspección, sobre la nueva información aportada en el documento LP-10-07, rev. 2, "*Cálculos justificativos de la actualización hasta 60 años de la vida calificada de los componentes del ECA*", resulta lo siguiente:
 - Que para el caso de los finales de carrera [REDACTED] modelo [REDACTED] el documento indica la posibilidad de extensión de su vida calificada en base a las actividades de mantenimiento de la calificación (sustitución de piezas) especificadas en la MCA-7 del ECA.
 - Que dado que la empresa [REDACTED] no suministra en la actualidad piezas de repuesto, con la excepción de las juntas de tapa, la Inspección preguntó si se disponía de las piezas de recambio necesarias al respecto. Que los representantes de NN manifestaron, en base al contenido del LP-10-033, rev. 2, que en los años 2005 y 2007 se habían sustituido los finales de carrera por equipos nuevos y que se mantendría esta práctica de sustitución en el futuro en base a las vidas calificadas especificadas en la MCA-7. Que la Inspección solicitó que en la próxima revisión del ECA se modifique la MCA-7 para reflejar la nueva sistemática de mantenimiento.
 - Que en el caso de los transmisores [REDACTED] modelos 1153 y 1154, la Inspección solicitó que en la próxima revisión del ECA sean corregidas las vidas calificadas, asignadas en las MCA-5 y MCA-12 respectivamente, en base a los compromisos alcanzados en la reunión NN-CSN de referencia [REDACTED].
 - Que en el caso de los motores de las bombas B-1502 A/B/C/D, del sistema LPCI, los representantes de NN manifestaron que en la recarga en curso se sustituiría el motor de la bomba B-1502-C, por un nuevo motor modelo QOV-400, fabricado por [REDACTED] y calificado sísmica y ambientalmente, mediante el informe de [REDACTED] CE-IF-99-0901 rev. 0 de febrero 2009, que fue mostrado a la Inspección. Que el resto de los motores se sustituirían o rebobinarían en la recarga del año 2011.

- Que en el caso de los motores de los ventiladores de las unidades enfriadoras CLIM-HVH-8 y 9, los representantes de NN manifestaron que también se sustituirían en la recarga en curso, por nuevos motores fabricados por [REDACTED] y calificados sísmica y ambientalmente por el informe 222-QSE-FN-07-3911 (13-18) de SSM Industries, que fue mostrado a la Inspección.
- Que en relación con las comprobaciones realizadas por la Inspección sobre equipos específicos: Conectores [REDACTED] Presostatos [REDACTED] cables de instrumentación nuclear, sustitución/calificación de finales de carrera [REDACTED] de presostato T [REDACTED] de presostato [REDACTED] y de terminales [REDACTED] (HEC C21-29), resulta lo siguiente:
 - Que en el caso de los conectores [REDACTED] del sistema de instrumentación nuclear LPRM, la Inspección verificó la información presentada por NN así como las actividades periódicas de mantenimiento aplicadas a los mismos, para justificar su calificación durante el periodo de operación extendida.
 - Que en el caso de los presostatos [REDACTED], PS-37, 38, 39 y 40, del sistema de protección del reactor, la Inspección verificó la información presentada por NN para justificar la vida calificada de los mismos.
 - Que en el caso de los cables de los detectores de medida de flujo neutrónico, de los sistemas IRM, SRM y LPRM la Inspección revisó el informe de calificación QTR-2806 de [REDACTED] presentado por NN como aplicable para justificar la vida calificada asignada a los mismos. Que se comprobó que el informe amparaba la calificación de un cable [REDACTED] (RSS-6-104), de aislamiento de polímero LD y cubierta de poliolefina y que incluía la correspondiente curva de Arrhenius para el aislamiento.
 - Que para el caso de los cables k-7-6 del SRM ([REDACTED] RSS-6-110) y los cables k-7-8 del IRM [REDACTED]-6-116), los representantes de NN manifestaron en base a sus esquemas descriptivos, que los materiales de aislamiento y cubierta eran similares a los

del modelo RSS-6-104, por lo que les sería de aplicación el informe QTR-2806.

- Que en el caso de los cables k-7-4, del sistema LPRM ([REDACTED] 10569), los representantes de NN manifestaron que eran similares a los calificados en CN Cofrentes, tipo [REDACTED] con aislamiento de [REDACTED]
- Que en base a la información aportada por NN en la visita de inspección y a la anteriormente presentada (documento EQDB de EPRI) la Inspección estimó suficiente la calificación de los cables de los detectores de los sistemas LPRM, SRM e IRM.
- Que los representantes de NN presentaron la especificación de compra emitida para la adquisición de equipos para reemplazar los finales de carrera [REDACTED] y [REDACTED] [REDACTED] Y que se comprobó que la misma especificaba los requisitos de calificación requeridos para los mismos en su ubicación en la central.
- Que según manifestaron los representantes de NN, las ofertas recibidas hasta la fecha no cumplían los requisitos de calificación especificados, por lo que habían optado por recalificar equipos idénticos a los instalados. Que el proceso de calificación ambiental lo realizará la empresa [REDACTED], en base a los requisitos del 10CFR50.49, sobre el final de carrera y sobre uno de los presostatos, para instalar posteriormente 2 presostatos idénticos. Que el proceso de calificación sísmica por ensayo, lo realizará la empresa [REDACTED]
- Que dado que la instalación de estos equipos se podría realizar con la central a potencia, y que el periodo de calificación se estima inicialmente en unos 45 días, los representantes de NN manifestaron que su intención era instalarlos antes de la finalización del actual Permiso de Explotación.
- Que los representantes de NN confirmaron que en la actual recarga ya se habían sustituido los terminales [REDACTED] (2), especificados en la HEC-C21-29 del ECA, por nuevos terminales del mismo fabricante, calificados según la HEC C21-23. Qué como justificación, NN presentó la orden de trabajo OT-IN-43737 de marzo de 2009, que fue

examinada por la Inspección.

- Que, finalmente, la Inspección advirtió a NN de la existencia de 2 erratas en las páginas B-104 y B-112 de la revisión 3 del PIEGE, las cuales serán corregidas en la próxima revisión del documento.

7. Programas PGE.

7.1. PGE-04 "Control químico del agua".

- Que con respecto a las Propuestas de Mejora PM-04.1 y PM-04.2 del PGE-04, relativas, respectivamente, a la revisión del procedimiento SQR-A-5 adaptándolo al informe BWRVIP-130 y a someter la aplicación de dicho procedimiento a los requisitos de Garantía de Calidad, la Inspección comprobó que el documento "*Plan de análisis de la sección de química, radioquímica y medio ambiente*", ref. SQR-A-005, rev. 5, estaba sometido a los requisitos de Garantía de Calidad y que el informe BWRVIP-130 (EPRI 1008192) estaba identificado como referencia utilizada para definir los límites.
- Que la Inspección preguntó a NN si el "Agua de la Cámara de Supresión" y "Agua del Tanque de Almacenamiento de Condensado" (que afectan a componentes del HPCI dentro del alcance de este PGE), estaban efectivamente controladas por los análisis y verificaciones de los procedimientos en los que el PGE-04 se fundamenta. Que los representantes de NN mostraron varias hojas del documento PCN-A-027, que desarrolla este PGE-04, dónde se reflejaba que ambos tipos de agua están dentro del control del mismo, indicándose las frecuencias de muestreo, parámetros a controlar, límites admisibles para cada parámetro, etc.

7.2. PGE-12 "Integridad de pernos".

- Que con respecto al documento "*Discretización de componentes tipo perno y anclaje incluidos dentro del PGE-12*", ref. IT-14.182/013, rev. OA, de IDOM, que tal como se recoge en el Acta de Inspección de ref. CSN/AIN/SMG/08/579 se encontraba pendiente de aprobación, los representantes de NN mostraron a la Inspección el documento "*Discretización de componentes*

tipo perno y anclaje incluidos dentro del PGE-12”, ref. IE-90-028, de Nuclenor, aprobado el 02/03/09.

- Que en cuanto a la segunda cuestión que figura en la agenda adjunta, esta ha sido tratada en el punto 5 del acta (punto 5.16 de la agenda de inspección enviada a NN).

7.3. PGE-22 “Inspecciones únicas”.

- Que en relación con el apartado B.2.1.20 del PIEGE, que califica este programa como “existente” en lugar de cómo programa “nuevo”, los representantes de NN admitieron que es una errata que se corregirá en la próxima revisión del PIEGE.
- Que en relación con el DPB-PGE-22, rev. 3C, apartado “1. Objeto”, dónde aparece equivocado el nombre del programa, los representantes de NN admitieron que es una errata que se corregirá en la próxima revisión del informe.
- Que respecto de los criterios seguidos por NN para la selección de componentes sometidos a inspecciones únicas, para asegurar su coherencia con el planteado en el AMP XI.M32 del GALL, los representantes de NN manifestaron que se encuentran recogidos en el informe LP-90-003, que se ha elaborado recientemente para desarrollar el PGE-22.
- Que, a solicitud de la Inspección, se mostró dicho documento, en rev. 1, aprobada el 06/03/09, explicando NN sus diferentes apartados tales como objeto y alcance, grupos y subgrupos constituidos, criterios aplicados para localizar las inspecciones en cada grupo y subgrupo, criterios de aceptación y de ampliación de muestreo y listado de componentes incluidos en cada grupo y subgrupo.
- Que relativo a la supresión, dentro del alcance de este programa, de las inspecciones únicas ligadas al Programa de Control Químico del Gasoil (PGE-20), los representantes de NN explicaron que en el PGE-22 se ha eliminado el grupo 4 (control químico del gasoil) porque ya existe un procedimiento de vigilancia periódica aplicable, dentro del PGE-20, como se informa en el documento LP-90-003, apdo. 5.1.4. Que, por otra parte, se ha creado en el PGE-22 un

nuevo grupo 6 (material de acero al carbono en aceite) para controlar los posibles efectos de corrosión en este material bajo ambiente de aceite.

- Que en cuanto a la estrategia de selección de componentes (tamaño de muestra) a la que realizar inspecciones únicas, los representantes de NN explicaron lo siguiente:

- Las inspecciones previstas, para los grupos 3 a 6, serán visuales (VT-1 normal), en los componentes, y volumétricas (ultrasonidos) en las tuberías, no estando previsto aplicar ensayos radiográficos, aunque sí superficiales (líquidos penetrantes) si fuera el caso.
- En tubería de acero inoxidable de diámetro menor de 4" y mayor de 1,5", está previsto utilizar ensayos ultrasónicos validados, según un procedimiento de la empresa [REDACTED].
- Se ha seleccionado, para el muestreo, un cierto número de componentes reserva para que sean inspeccionados en vez del componente inicialmente seleccionado, con objeto de no bajar el número de muestras previstas.
- En algún caso, por no haber más de uno o dos componentes en los subgrupos del grupo 3 (p. ej. válvulas de bronce), se ha decidido no hacer inspecciones únicas, sino que NN ha tomado el compromiso de sustituirlos durante el próximo ciclo de operación.

Que, en relación con el sistema RX, la Inspección examinó dicha rev. 1 del PGE- 22, realizando las siguientes comprobaciones:

- El alcance del programa coincide con el ya indicado en el borrador, según se recoge en el párrafo 2º de la hoja 31/49 del acta de inspección ref. CSN/AIN/SMG/08/579 de 08, en tanto que el texto recogido en el párrafo 1º de la hoja 31/49 del acta de inspección mencionada ya no está incluido en la versión definitiva de la revisión 1.
- El anexo A7 de la revisión 1, en su página 7 (tabla A7-2) recoge lo ya expresado en el último párrafo de la hoja 31/49 de dicho acta de inspección, haciendo además referencia a la orden de trabajo OT-MM-40855, también mencionada en el último párrafo de la hoja 20/49 de ese acta de inspección.

7.4. PGE-24 “Inspección en servicio de la Contención metálica, MISI, Cap. 10”.

- Que en la página B-96 del apéndice B del PIEGE, rev. 3, excepción nº 2 sobre requerimientos del código ASME, NN manifestó que erróneamente se cita que aplica el capítulo XI de la sección III, debiendo ser la sección XI, subsección IWE, lo cual se subsanará en la próxima revisión del PIEGE.

7.5. PGE-28 “Programa de pinturas”.

- Que en la página B-103 del apéndice B del PIEGE, rev. 3, excepción nº 1, relativa a la frecuencia de inspección de superficies pintadas, se indica que en el informe GALL la frecuencia establecida es de una en cada parada de recarga, en tanto que en CNSMG es cada 4 años, lo que viene a equivaler cada 2 recargas. Que los representantes de NN aceptaron aplicar una frecuencia bienal de inspección para ajustarse a los requisitos del informe GALL, por lo que se comprometieron a modificar el apéndice B del PIEGE (PGE-28) en ese sentido en una próxima revisión del mismo.
- Que los representantes de NN también se comprometieron a modificar el párrafo 1 sobre experiencia operativa del PGE-28, de modo que quede constancia de la experiencia propia desde 1999 en relación con la vigilancia y estado de las pinturas en CNSMG.
- Que los representantes de NN explicaron que el PGE-28 es reciente, pero que se ha basado en el procedimiento de vigilancia de pinturas IE-90-017, rev. 0, para componentes en los niveles I y II, existente en CNSMG desde hace algún tiempo.
- Que los representantes de NN mostraron los documentos soporte del PGE-28, IE-90-017, rev. 1 de marzo 09, aplicable ahora sólo a componentes de nivel I, y el nuevo PMM-P-095 (actualmente en borrador) el cual equivale al antiguo IE-90-017 y cuyo alcance será los componentes de niveles I y II. Que, según manifestaron, para cumplir con los requisitos del informe GALL bastaría con el documento IE-90-017, ya que en GALL sólo se requiere un programa para los componentes de nivel I.

7.6. PGE 29 "Vigilancia de envejecimiento de cables eléctricos".

- Que en relación con las comprobaciones de tipo general sobre la documentación soporte del programa (ref. II.10.0199, rev. 2, DBP-PGE-29, comprobaciones sobre muestra de cables a vigilar y sustitución de cables [REDACTED] en Pozo Seco), la Inspección comprobó lo siguiente:
 - Que la muestra de cables a inspeccionar dentro del PGE-29, descrita en el anexo IV del citado documento, incluía un total de 233 cables de los cuales, según manifestaron los representantes de NN, en la recarga en curso se inspeccionarían del orden de 120 localizados en el Pozo Seco, Túnel de Vapor y Edificio del reactor, entre los cuales se incluían los correspondientes a los sistemas de detección de flujo neutrónico.
 - Que en cuanto a otros cables de la muestra los representantes de NN manifestaron que algunos ya se habían inspeccionado en los años 2005 y 2007 y que su objetivo era inspeccionar la mayoría de los cables seleccionados antes del mes de julio de 2009. Que el resto de cables se inspeccionaría durante el ciclo 2009-2011, coincidiendo con las actividades de mantenimiento de los equipos asociados.
 - Que los representantes de NN confirmaron la sustitución, durante la recarga en curso, de los cables [REDACTED] de las SRV-203-7-A/B/C por cables [REDACTED] con aislamiento y cubierta [REDACTED] y que como justificación se mostraron las siguientes órdenes de trabajo:
 - * OT-IN-43316 para cables C1738AD4 y C1738AF1 en SRV-203-7A.
 - * OT-IN-43317 para cables C1738AD6 y C1738AF3 en SRV-203-7C.
 - * OT-IN-43302 para cables C1738AD5 y C1738AF2 en SRV-203-7B.

7.7. PGE-33 "Programa de vigilancia de cambiadores de calor e inspección de haces tubulares".

- Que en relación con el apartado "1. Objeto" del DBP-PGE-33, donde se hace referencia al

GALL como si existiera un programa equivalente con el que conciliar, los representantes de NN señalaron que el texto de este apartado es común para todos los DBP, y que es posteriormente en el apartado 2 dónde se especifica si el programa es o no específico de planta, verificándose que efectivamente, en el caso de este programa estaba bien identificado.

- Que con respecto al apartado B.2.1.32 del PIEGE, donde no se menciona la "lixiviación selectiva" al listar los mecanismos de degradación objeto del programa, los representantes de NN admitieron que es un error que se corregirá en la próxima revisión del PIEGE.
- Que en relación con la experiencia operativa sobre el fenómeno SCC, relacionada con el condensador de aislamiento, los representantes de NN aclararon que este fenómeno se consideró aplicable a los tubos de este condensador, a raíz de una experiencia operativa acaecida en una planta extranjera. Que los haces tubulares fueron cambiados por otros nuevos en los años 80, y desde entonces no se les había realizado ninguna inspección. Que finalmente, NN había decidido volver a cambiar los haces tubulares en la parada de recarga de 2009, evidenciándose a priori que los mismos están en perfecto estado, y por tanto no habían sido afectados por el mecanismo SCC. Que esta verificación serviría para resolver definitivamente la duda existente sobre si este condensador estaba resultando o no afectado por este fenómeno.
- Que en lo que respecta al condensador del sistema CUD, NN expresó que el material del haz tubular era inicialmente acero inoxidable tipo 304L, susceptible al SCC, y que efectivamente, en el pasado se habían encontrado indicaciones de que el componente estaba siendo afectado por este fenómeno. Que en consecuencia, los haces tubulares fueron sustituidos en el año 1996 por otros nuevos de material resistente al SCC, en particular, acero inoxidable tipo 316L. Que por tanto este mecanismo de degradación ya no tenía sentido para este componente, y era por esto que no aparecía señalado dentro del análisis RGE del sistema CUD.

7.8. PGE-35 "Control físico químico de aceites".

- Que con respecto a las propuestas de mejora PM-35.01 y PM-35.02 relativas, respectivamente, a la redacción de nuevos procedimientos o modificación de los existentes con el fin de incluir las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse en los análisis de las muestras de aceite alguno de los parámetros admisibles, y a someter los procedimientos SQR-1-2-3, SQR-1-2-14 y trabajos programados aplicables al sistema de garantía de calidad, los representantes de NN afirmaron que el procedimiento ref. SQR-1-2-3 había sido eliminado, y con respecto al de ref. SQR-1-2-14 rev. 4 "*Determinación del contenido de agua en aceites por valoración coulombimétrica Karl Fischer*", la Inspección comprobó que se encontraba sometido a los requisitos de garantía de calidad.
- Que los representantes de NN mostraron a la Inspección las fichas de gama ref. GM-MM-10058, rev. 8 "*Análisis de aceites de lubricación; frecuencia cada tres meses*", GM-MM-10059, rev. 3 "*Análisis de aceites de lubricación; frecuencia cada seis meses*", GM-MM-10060, rev. 3 "*Análisis de aceites de lubricación; frecuencia cada año*", GM-MM-10061, rev. 1 "*Análisis de aceites de lubricación; frecuencia cada parada de recarga*" y GM-MM-10051, rev. 3 "*Análisis de aceites de lubricación previo a parada de recarga*", donde se identificaban las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse en los análisis de las muestras de aceite alguno de los parámetros admisibles.
- Que los representantes de NN mostraron a la Inspección las Fichas de Trabajo Programado ref. MM.00875 "*Toma de muestras aceite lubricación en motores de bombas de recirculación*", MM.04698 "*Toma de muestras aceite lubricación de la turbina del HPCI*", MM.05763 "*Toma de muestras aceite cada tres meses del tanque de turbinas*", MM.10058 "*Análisis de aceites de lubricación frecuencia cada tres meses*" y MM.10061 "*Análisis de aceites de lubricación frecuencia cada parada de recarga*", comprobándose que se encontraban sometidos a los requisitos de garantía de calidad.

7.9. PGE-37 “Inspección de superficies exteriores de componentes mecánicos”.

- Que en relación a la tabla de aplicabilidad de PGE del documento PG-50-08, rev. 3, en la que se identificaba el PGE-37 como un programa con propuestas de mejora de alcance, mientras que en el documento DBP-PGE-37, su apartado 4 reflejaba que las posibles excepciones y mejoras estaban pendientes de la revisión de la gestión de los efectos de envejecimiento, la Inspección comprobó en el documento *“Lista de propuestas de mejoras y nuevos programas de gestión de mantenimiento”*, ref. LP.50.008, rev. 4B, que el PGE-37 no tenía propuestas de mejora de alcance pendientes.
- Que por parte de la Inspección se comprobó que las propuestas de mejora de alcance identificadas en el documento de ref. PG-50-08, rev. 3 habían sido incluidas en el documento *“Programa de inspecciones de las superficies externas de componentes mecánicos (PGE-37)”*, ref. LP-90-002, rev.1, excepto las correspondientes a los siguientes componentes:
 - AC/DG: TUB-DG-CS-GSL-CAMI.
 - AC/E1: TUB-E1-CS-ADR.
 - HSC: VTL-HVE-59A y B.
 - HSC: VTL-HVS-20A y B.
 - HSC: XXXX-32-53A y B.
 - HVAC-RX: CLIM-HVH-15-VTL.
 - HVAC-RX: CLIM-HVH-8-VTL.
 - HVAC-RX: CLIM-HVH-9-VTL.
- Que con respecto al procedimiento *“Plan de supervisiones en parada de recarga”*, ref. PCN-0-004, rev. 2 de 17/02/09, la Inspección comprobó que se habían incluido los apartados correspondientes a alcance, frecuencia y criterios de aceptación.

- Que se preguntó a NN por el comentario asociado la Tabla 2 del apartado 2.2 del documento LP.00.002-DBP-PGE37, Rev. 3, dónde se afirma que esta tabla es provisional, a la espera de la finalización de la RGE. Que los representantes de NN explicaron que dicha tabla es ya definitiva, y que se trataba de una simple errata que sería corregida en la próxima revisión de este documento.
- Que sobre la realización de inspecciones relacionadas con mecanismos de degradación que no pueden ser evidenciados sin quitar la chapa protectora del aislante (por ejemplo, apelmazamiento o exposición térmica), esta cuestión fue ya tratada en el punto 5 de este acta, concluyéndose que NN ya había definido un trabajo programado para controlar este tipo de fenómenos de degradación de tipo volumétrico.

7.10. PGE-39 "Programa de GE para barras de fase agrupada".

- Que con relación a las comprobaciones sobre la documentación soporte del mismo (GM ME-190, TP correspondientes a cada barra y PME-P-052-A), la Inspección comprobó lo siguiente:
 - Que el documento ME-90-001, "Programa de gestión del envejecimiento de los conductos de barras de fase", descriptivo del PGE 39, se mantiene en rev.0, de junio de 2008.
 - Que se presentó la gama GM-ME-190 en rev.3 "Revisión total de barras de fase agrupada por fabricante", que remite para su aplicación al PME-P-052A, "Revisión de las barras de fase agrupada, BUS-E2-9-1, BUS-E2-9-2, BUS-E2-9-3 y BUS-E2-9-4", del cual fue presentado un borrador en rev. 0A.
- Que respecto a la muestra de conexiones a inspeccionar y el alcance de la inspección visual los representantes de NN manifestaron que, en la recarga en curso, se estaba realizando la revisión de las tres barras en alcance y que en la fecha de la inspección ya había finalizado la de la BUS-E2-9-4, se estaba realizando la de la BUS-E2-9-2 y restaba aun la de la BUS-E2-9-3.
- Que los representantes de NN confirmaron que la inspección visual del interior de los

conductos de las barras se estaba realizando sobre el recorrido total de cada barra, levantando las cubiertas del conducto necesarias. Que en las barras inspeccionadas hasta la fecha, no se había detectado degradación significativa en el recubrimiento de las pletinas conductoras y únicamente se había encontrado suciedad e inexistencia de algunos soportes aisladores.

- Que los representantes de NN manifestaron que para cada barra se realizaría la inspección y control de apriete en los tornillos de tres conexiones rígidas (recubiertas de pasta y cinta aislante), por lo que se comprobarían un total de 27 uniones atornilladas.
- Que los representantes de NN también manifestaron, en el caso de las conexiones flexibles mediante trenzas, que en la recarga actual se inspeccionarían las de los tramos finales de las barras y que en el caso de las situadas en tramos intermedios, estas se localizan en secciones del conducto externo en las que se sitúan también unos fuelles de estanqueidad, de material desconocido y para los que no disponen de repuestos, por lo que se había optado por posponer la inspección de estas uniones hasta la recarga del año 2011. Que asimismo aclararon que en cualquier caso se realiza una prueba de medida de resistencia óhmica sobre las barras, que detectaría en su caso defectos de conexión en las conexiones no inspeccionadas.

7.11. PGE 41 "Vigilancia de conexiones de cables eléctricos".

- Que en referencia a las comprobaciones sobre documentación (trabajos programados y gamas) soporte del mismo, resulta que NN dispone de la revisión 1 del documento SA-10-056 "*Programa de gestión de la vigilancia del envejecimiento de conexiones eléctricas no calificadas en localizaciones medioambientales severas (PGE-41)*", que fue mostrado a la Inspección.
- Que la gama y los trabajos programados (TP) especificadas en el documento SA-10-056 para la implementación del mismo, no se han aún redactado. Que los representantes de NN manifestaron que dichas gamas y TP no eran imprescindibles para realizar la inspección de conexiones requerida por el PGE-41, por lo que dicha inspección se estaba realizando en la recarga en curso, aplicando para ello el procedimiento de NN, PMG-G-029 rev. 0, "*Revisión de cajas de conexiones sujetas a gestión del envejecimiento*".

- Que la Inspección revisó dicho documento verificando que describía las actividades básicas para realizar la inspección y que incorporaba en anexo la muestra de cajas de conexión seleccionadas.
- Que los representantes de NN confirmaron que en la recarga en curso se inspeccionarían un total de 27 cajas de las 53 incluidas en la muestra y que, de las restantes, una parte se inspeccionarían antes de julio de 2009 y el resto durante el ciclo 2009-2011, coincidiendo con las actividades de mantenimiento de los equipos asociados.

7.12. PGE-43 "Inspecciones periódicas".

- Que con respecto al compromiso adquirido en la inspección de 19/11/08 (Acta de ref. CSN/AIN/SMG/08/579) por el que se analizarían los documentos DBP-PGE-43 (inspecciones internas) y DBP-PGE-37 (inspección de superficies externas) de manera que se garantizase la coherencia con los documentos PMM-P-091 y PMM-P-047, por los que se requiere que, simultáneamente a la inspección mediante ultrasonidos de los componentes, se realice una inspección visual de la superficie exterior accesible de los mismos, los representantes de NN mostraron a la Inspección las últimas revisiones de los documentos DBP-PGE-37 y 43, en los que se desarrolla adecuadamente dicho compromiso.
- Que los representantes de NN manifestaron que, con respecto al compromiso adquirido en la citada inspección de 19/11/08 por el que se modificarían dichos procedimientos incluyendo en su alcance tuberías, bombas, elementos de tuberías, válvulas y otros elementos que contienen agua de río, las revisiones se realizarán antes del mes de junio de 2009. Que durante la presente parada de recarga se habían inspeccionado los siguientes sistemas y componentes:
 - SW: B-M4-4B.
 - SW: TUB-SW-2085-2/4.
 - SW: TUB-SW-508-1/3.

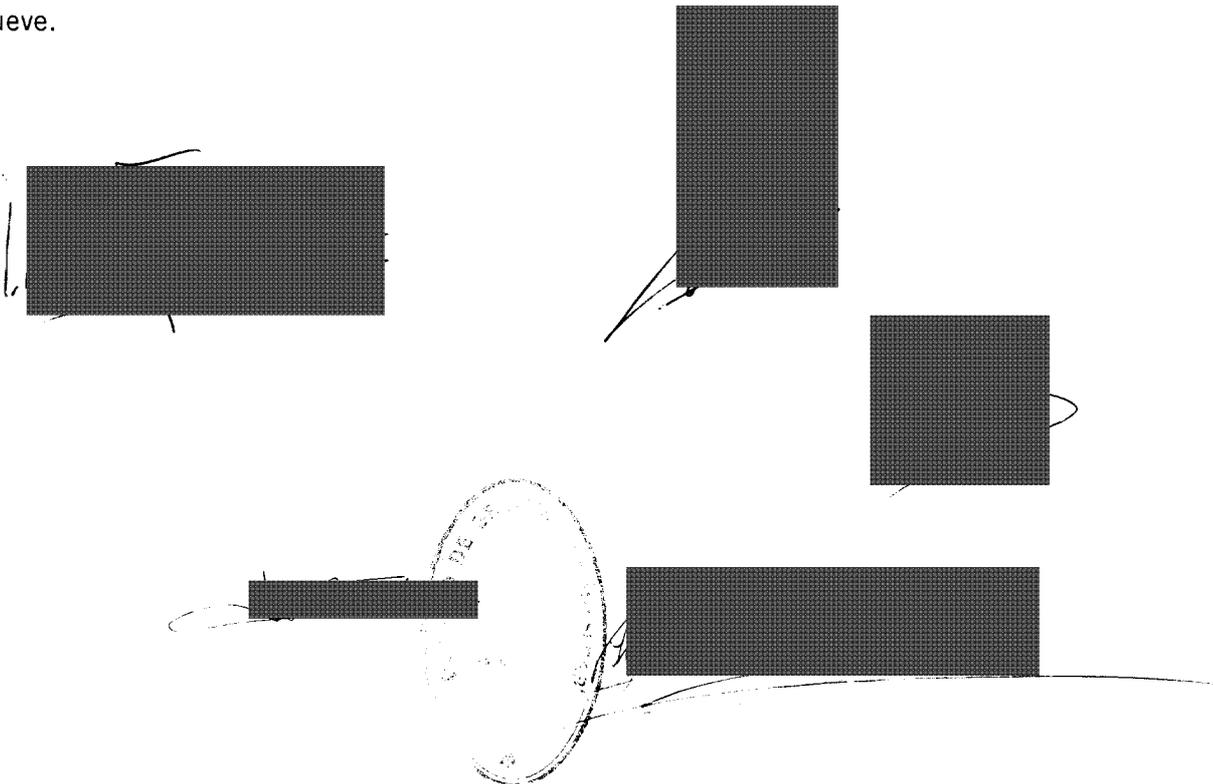
- SW: V-4-170.
- SW: V-4-176B.
- SW: V-4-179A.
- SW: FLT-SSS-6B.
- ZZZZ: V-4-890.
- CW: V-4-225A.
- PCI: HI-M25-H-14.
- PCI: HI-M25-H-9.

7.13. PGE-44 “gestión del envejecimiento de aisladores de alta tensión”.

- Que respecto de las comprobaciones realizadas por la Inspección sobre la documentación soporte del mismo), resulta que el documento ME-90-003 “*Programa de la gestión del envejecimiento de los aisladores de alta tensión (PGE-44)*” continúa en rev. 0, si bien se han redactado la gama GM-ME-600 y los correspondientes trabajos programados (TP) complementarios del mismo.
- Que los representantes de NN confirmaron que en la recarga en curso se estaba realizando la inspección de aisladores requerida por el PGE-44, que en el momento de la inspección ya había finalizado la correspondiente al parque de 138 KV, según el TP-ME-5776, revisándose un total de 3 aisladores y que se estaba realizando la del parque de 400 KV, según el TP-ME-5774, que incluía la de 6 aisladores. Que quedaba pendiente de realización la inspección del parque de 220 KV para la que se había redactado el TP-ME-5775.
- Que los representantes de NN explicaron que la inspección se realiza utilizando plataforma elevadora y que el personal inspector tenía experiencia acreditada al respecto.

Que por parte de los representantes de **NN (CNSMG)** y de las otras empresas citadas se dieron las facilidades necesarias para la actuación de la Inspección.

Que con el fin de que quede constancia de cuanto antecede, y a los efectos que señalan las Leyes 15/1980, de 22 de abril, de Creación del Consejo de Seguridad Nuclear y 33/2007, de 7 de noviembre, de Reforma de la Ley 15/1980, la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, los Reglamentos de Instalaciones Nucleares y Radiactivas y de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes 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 treinta de marzo de dos mil nueve.

This section contains several redacted signatures and stamps. There are four large black rectangular redaction boxes. One is on the left, one is on the right, and two are at the bottom. A circular stamp is partially visible in the center, overlapping the bottom redactions. The stamp contains the text "CONSEJO DE SEGURIDAD NUCLEAR" and "C. N. STA. M.ª DE GAROÑA".

TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 45 del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas citado, se invita a un representante autorizado de NUCLENOR, S.A. (Central Nuclear Santa M^a de Garoña), 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 Santa María de Garoña, 27 de Abril de 2009



Director de la Central en funciones

COMENTARIOS AL ACTA DE INSPECCIÓN
REF. CSN/AIN/SMG/09/583

HOJA 2 DE 51 PÁRRAFO 1º

Comentario:

Respecto de las advertencias que el acta contiene en su hoja 2 de 51 párrafo 1º, sobre la posible publicación de la misma o partes de ella, así como sobre la pregunta que en tal sentido se formuló por el CONSEJO DE SEGURIDAD NUCLEAR (CSN) a los representantes de la instalación, se desea hacer constar expresamente que la respuesta dada a dicha pregunta debería ser completada en los siguientes términos:

- 1.- Que teniendo en cuenta el acuerdo 4 del Pleno del CSN de 18 de Julio de 2006 que ha sido divulgado recientemente en Internet, dicho CSN deberá, previamente a la posible publicación del acta, eliminar la información que por su carácter personal o confidencial no es publicable.

En este sentido hemos de hacer constar que toda la documentación mencionada y aportada durante la inspección tiene carácter confidencial o restringido, y sólo podrá ser utilizada a los efectos de esta inspección, a menos que expresamente se señale lo contrario.

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

Todo lo anterior deriva de las limitaciones impuestas por la Ley 30/1992 LRJPAC (art. 37.4), la Ley 15/1999 de Protección de Datos de Carácter Personal (art. 3.a) y la reciente Ley 27/2006 de 18 de Julio sobre acceso a la información en materia de medio ambiente (Art. 13.1 d) y e)), en relación con diversos preceptos constitucionales.

- 2.- Que así mismo conforme al acuerdo nº 4 del pleno del CSN citado, queremos indicar que, sin perjuicio de lo manifestado en el punto anterior, la hipotética publicación en caso de ser procedente en los puntos concretos en que fuese aplicable, no podría realizarse hasta tanto la investigación estuviera plenamente concluida, habiéndose finalizado las fases de trámite y diligencia.

También deberá observarse por dicho CSN la experiencia piloto por parte de la OFIN a la que se refiere el punto 5 del acuerdo 4 indicado.

- 3.- Tratándose, como el propio CSN reconoce, de una iniciativa novedosa, la central solicita ser informada previamente antes de la publicación si ésta se llevase a cabo, a fin de poder participar en la misma, manifestando las observaciones que estime convenientes al efecto.

HOJA 3 DE 51 PÁRRAFO 2º

Donde dice:

“Los sistemas de la central a los que se les ha incorporado el aislamiento dentro del alcance de la rev. 3 del PIEGE son el RX (vasija e internos), el RECIR (recirculación), el IC (condensador de aislamiento), el HPCI (inyección a alta presión), y el HSC (habitabilidad de sala de control).”

Debiera decir:

“Los sistemas de la central a los que se les ha incorporado el aislamiento dentro del alcance de la rev. 3 del PIEGE son el RX (vasija e internos), el RECIR (recirculación), el IC (condensador de aislamiento).”

HOJA 4 DE 51 PÁRRAFO 2º

Donde dice:

“Que, respecto al sistema RECIR, los representantes de NN mostraron a la Inspección el documento de ref. AISL-REC-NOMET, “*Alcance y selección: aislamiento térmico no metálico de líneas de RECIR*”, donde se identifican las zonas donde está instalado el citado aislamiento: ...”

Debiera decir:

“Que, respecto al sistema RECIR, los representantes de NN mostraron a la Inspección el documento de ref. LP.00.058 rev. 4, “*Alcance y selección del sistema de recirculación (RECIR)*”, que incluye en su anexo 9 el componente “AISL-REC-NOMET”, aislamiento térmico no metálico de líneas del RECIR, donde se identifican las zonas donde está instalado el citado aislamiento: ...”

HOJA 12 DE 51 PÁRRAFO 3º

Donde dice:

“ ... drenaje de la tubería de vapor principal hasta el condensador principal. Que igualmente confirmaron que el AEFT aplicable a los componentes de Clase 2 era el mismo que para los componentes de Clase 1.”

Debiera decir:

“ ... drenaje de la tubería de vapor principal hasta el condensador principal. Que igualmente confirmaron que el AEFT aplicable a los componentes de Clase 2 era el mismo que para los componentes de Clase 1 de este sistema.”

HOJA 22 DE 51 PÁRRAFO 1º

Donde dice:

“Que en relación con en el documento LP-10-07, rev.2, ...”

Debiera decir:

“Que en relación con en el documento LP-10-017, rev.2, ...”

HOJA 22 DE 51 PÁRRAFO 4º

Donde dice:

“ ... en base a los compromisos alcanzados en la reunión NN-CSN de referencia [REDACTED]”

Debiera decir:

“ ... en base a los compromisos alcanzados en la reunión NN-CSN de referencia [REDACTED] tal y como figuran en el documento LP-10-017, rev. 2.”

HOJA 27 DE 51 PÁRRAFO 3º

Donde dice:

“ ... no estando previsto aplicar ensayos radiográficos, aunque sí superficiales (líquidos penetrantes) si fuera el caso.”

Debiera decir:

“ ... no estando previsto aplicar ensayos radiográficos, aunque sí superficiales (líquidos penetrantes) en el grupo 2 si fuera el caso.”

HOJA 30 DE 51 PÁRRAFO 3º

Donde dice:

“Que los haces tubulares fueron cambiados por otros nuevos en los años 80, ...”

Debiera decir:

“Que los haces tubulares fueron cambiados por otros nuevos en 1990, ...”

HOJA 33 DE 51 PÁRRAFO 5º

Donde dice:

"Que el documento ME-90-001, "Programa de gestión del envejecimiento de los conductos de barras de fase", descriptivo del PGE 39, se mantiene en rev.0, de junio de 2008."

Debiera decir:

"Que el documento ME-90-001, "Programa de gestión del envejecimiento de los conductos de barras de fase", descriptivo del PGE 39, se mantiene en rev.0, de noviembre de 2008."

HOJA 35 DE 51 PÁRRAFO 4º

Donde dice:

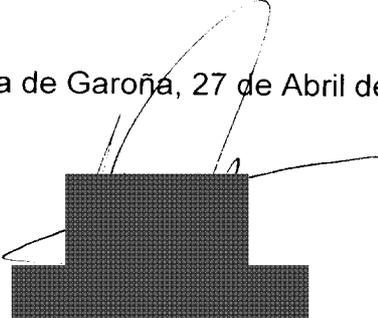
"Que durante la presente parada de recarga se habían inspeccionado los siguientes sistemas y componentes:"

Debiera decir:

"Que durante la presente parada de recarga y semanas previas se habían inspeccionado, al menos, los siguientes sistemas y componentes:"

Santa María de Garoña, 27 de Abril de 2009




Director de la Central en funciones

SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el "Trámite" del Acta de Inspección de referencia CSN/AIN/SMG/09/583, correspondiente a la inspección realizada en la Central Nuclear de Santa María de Garoña los días 17 y 18 de marzo de 2009, los Inspectores que la suscriben declaran:

Hoja 2 de 51, párrafo 1º: Se acepta el comentario.

Hoja 3 de 51, párrafo 2º: Se acepta el comentario.

Hoja 4 de 51, párrafo 2º: Se acepta la aclaración.

Hoja 12 de 51, párrafo 3º: Se acepta la precisión.

Hoja 22 de 51, párrafo 1º: Se acepta la precisión.

Hoja 22 de 51, párrafo 4º: El comentario no modifica el contenido del acta.

Hoja 27 de 51, párrafo 3º: Se acepta la aclaración.

Hoja 30 de 51, párrafo 3º: Se acepta la aclaración.

Hoja 33 de 51, párrafo 5º: Se acepta la aclaración.

Hoja 35 de 51, párrafo 4º: Se acepta la aclaración.

Madrid, 8 de mayo de 2009

[Redacted signature]

Fdo.: [Redacted]
Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.: [Redacted]
Inspector CSN

[Redacted signature]

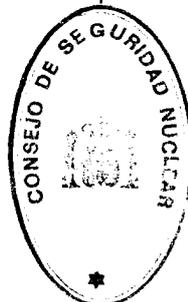
Fdo.: [Redacted]
Inspectora CSN

[Redacted signature]

Fdo.: [Redacted]
Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.: [Redacted]
Inspector CSN



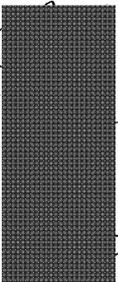
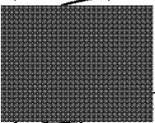
SN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

CSN/AIN/SMG/09/583
Hoja 38 de 51

ANEXO I

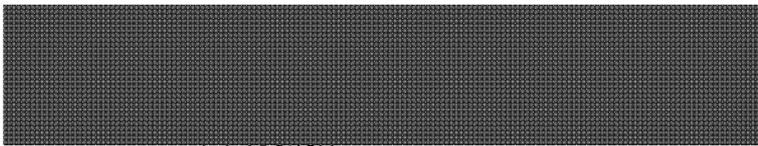
AGENDA DE LA INSPECCIÓN SOBRE EL PLAN INTEGRADO DE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO (PIEGE), REV. 3, DE C. N. STA. Mª DE GAROÑA



**INSPECCIÓN PBI SOBRE EL PLAN INTEGRADO DE
EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE ENVEJECIMIENTO (PIEGE) REV. 3
DE C. N. STA. Mª. DE GAROÑA.**

FECHAS: 17 - 18/03/2009

LUGAR: Oficinas NN en CNSMG

EQUIPO AUDITOR CSN  

AGENDA:

Las cuestiones citadas a continuación se corresponden con los apartados 1 a 4 y los Apéndices A y B, del documento PIEGE, "*Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento de la C.N. Sta. M. Garoña*", rev. 3, Febrero 2009, y con los documentos soporte de la información contenida en dichos capítulos.

Lo siguiente refleja la relación de cuestiones generales y particulares que se realizarán durante la visita de inspección, y cuya numeración se corresponde con apartados de dichos documentos y del acta de inspección celebrada el pasado mes de noviembre 2009, sobre la revisión 2 del PIEGE y sus documentos soporte.3.

Esta lista sólo es indicativa, pudiendo ser ampliada o reducida de acuerdo con los resultados de la visita de inspección.

1. RGE del sistema RX (vasija e internos)

- 1.1.** Hoja 14 de 49, último párrafo: Respecto al ítem IV.A1-8 de la rev. 1 de GALL, se observa que el componente "tobera N-10" de la tabla 3.1.2-1 de la rev. 3 del PIEGE no lo aplica, ¿por qué?

1.2. Hoja 18 de 49, párrafo segundo: Respecto al calorifugado de la vasija, se observa que la rev. 3 del PIEGE incorpora dos nuevos componentes (aislamiento metálico y no metálico). Se tratará lo siguiente:

- explicación por parte de SMG del tratamiento que se le ha dado al aislamiento de la vasija.
- alcance del programa PGE 37 (Inspección de superficies exteriores de componentes mecánicos).
- examen de la revisión vigente del documento LP-90-002 “Programa de inspecciones de las superficies externas de componentes mecánicos”.

1.3. Hoja 19 de 49, párrafo tercero: Programa de vigilancia de la vasija PGE 21, ¿ya se encuentra formalizado?, ¿ya se conoce la fecha de extracción de la última cápsula de vigilancia?

1.4. Hoja 20 de 49, párrafo cuarto: Aclaración de porqué, para el componente “tobera N13/14”, en la tabla 3.1.2-1 de la rev. 3 del PIEGE, figura el programa PGE 22 (cuando éste componente está fuera del alcance de este programa), y porqué figuran las filas correspondientes a “agua del reactor”, si supuestamente y de acuerdo a la nota 15, este componente se suponía no sometido a ningún efecto de envejecimiento.

1.5. Hoja 21 de 49, párrafo cuarto: Respecto al componente “stub-tubes”, aclaración de porqué sigue apareciendo el PGE 22 en la tabla 3.1.2-1 de esta rev. 3 del PIEGE.

2. RGE de la estructura ED-RX (edificio del reactor)

2.1. En varios elementos (bandejas y canaletas de tubing de acero galvanizado, de acero inoxidable y de aluminio; sellos de acero al carbono y de acero inoxidable del *dry-well* al *reactor-well*; elementos estructurales de hormigón en aire interior, ítem III.A5-1 (T-10)), se han marcado en el PIEGE, rev. 3, Tabla 3.5.2-2, cambios producidos entre la rev. 2 y la rev. 3, sin que sea posible identificar el contenido del cambio.

3. RGE del sistema RECIR (recirculación)

3.1. Aclaración de las diferencias entre las revisiones 2 y 3 de la tabla 3.1.2-2, específicamente:

- Inclusión del tipo de componente “Aislamiento térmico de la vasija del reactor”.
- Modificación del ítem Tabla 1 en “Bombas/EPRE/acero al carbono/aceite/interno”.
- Modificación de las columnas EERG, programa y notas para “Intercambiadores de calor/EPRE/acero al carbono/aceite/interno”.
- Modificación de las columnas ítem GALL, ítem Tabla 1, notas y Cmp para “válvulas manuales/EPRE/acero inoxidable/aceite/interno”.

4. RGE del sistema HPCI (inyección alta presión)

4.1. PIEGE, apartado 3.2.2.1.1- Aclaración relativa al material “Cobre”, que aparentemente no aplica a ningún componente del sistema.

4.2. PIEGE, Tabla 3.0-2 y LP-00-018, Tabla 4.9-1- Aclaración relativa a la ausencia de los siguientes ambientes externos: “Nitrógeno/aire en la contención”, “Condensado (tanque)” y “Condensado”.

4.3. PIEGE, Tabla 3.2.2-1 y LP-00-166 (Rev. 4), Anexos 3.A, 3.B, 4.A, 4.B- Conveniencia de nota aclaratoria en caso de fenómenos degradatorios ligados a modo de funcionamiento en pruebas, y que carecen de sentido en modo “standby” (erosión-corrosión, fatiga).

4.4. LP-00-166, Anexo 3a:

- Aclaración relativa a ciertos componentes dentro del grupo RGE “Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en vapor/aire húmedo”, a los que NN no les ha asignado el mecanismo de erosión-corrosión (V-2301-14X, V-2301-34X, V-2301-40X, V-2301-40Y y 2301-71X).

- Aclaración sobre ambientes asignados a componentes en la línea de drenaje al condensador principal (TNK-2301-DP1, V-2301-54, V-2301-55), y de la válvula de bronce V-2301-105 situada en la línea de drenaje del condensador de vapor de sellos.
- Grupo RGE “Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en agua tratada y/o vapor”, para ambiente interno “vapor”, consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras. Aplicación del PGE-22 como complemento al PGE-04.
- Grupo RGE “Acero inoxidable en aceite/gasoil”.
 - * Justificación de la no consideración de mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras (sí considerados en PIEGE rev. 2).
 - * Aclaración sobre ítem del GALL Vol. 2 señalado en Tabla 3.2.2-1 del PIEGE para los calentadores eléctricos de inmersión.
- Grupo RGE “Acero inoxidable en agua tratada y/o vapor”.
 - * Aclaración general relativa a PGEs aplicables para gestión del mecanismo SCC, y en particular los asignados al “tubing” de acero inoxidable.
 - * Confirmación de no existencia de tubing de acero inoxidable en otros tipos de agua.
- Grupo RGE “Acero inoxidable en aire/gas”, justificación de PGE de aplicación (PGE-22), en lugar del propuesto en anterior revisión del PIEGE (PGE-31).
- Grupo RGE “Aleaciones de cobre en aceite/gasoil”, justificación de la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

4.5. LP-00-166, apartado 5.4.1.1- Justificación de no consideración de mecanismo de corrosión galvánica entre tubería de acero al carbono y válvulas de acero inoxidable (V-

2301-133, V-2301-4Y).

4.6. LP-00-166, apartado 5.2 (fatiga):

- Posible errata en la referencia a la válvula MOV-2301-5 (¿letra B?).
- AEFT aplicable: en Anexo 3 del LP-00-166 se le denomina AEFT-2 "Fatiga de Metales", mientras que en la Tabla 2 del PIEGE se le nombra como AEFT – 2.13.
- Aclaración de criterio de asignación del mecanismo "fatiga" en la Tabla tipo 2 del PIEGE y Anexo 3A del LP-00-166 (en componentes de Clase 1 sí señalado, en componentes de Clase 2 no señalado).
- Aclaración de los componentes afectados por fatiga en tramo de conexión del HPCI con el FDW.
- AEFT 2.13 - Revisión cálculos base del AEFT de fatiga para componentes afectados del HPCI (Clases 1 y 2).

4.7. LP-00-166, apartado 5.4.1.1 (erosión – corrosión):

- Aclaración sobre líneas afectadas por este fenómeno del sistema HPCI, y justificación de la no necesidad de considerar el mismo en otras líneas de forma preventiva, dada la experiencia operativa.
- Revisión de componentes afectados por este fenómeno en la línea de drenaje de la tubería de suministro de vapor a la turbobomba, línea de drenaje del escape a turbina, y línea del escape de turbina.

4.8. PIEGE, Tabla 3.2.2-1: Revisión análisis concerniente al elemento de caudal FE-2356 (sólo aparecen líneas de análisis según GALL-Draft). En Anexo 3B del documento LP-00-166, no existe tabla de análisis para este componente.

4.9. PIEGE, Tabla 3.2-1- Posible errata en Tabla 3.2-1 del PIEGE (línea 3.2-1.29, columna

“evaluación en CNSMG”, identificación de PGE de aplicación).

- 4.10.** PIEGE, Tablas 3.2-1 y 3.2.2-1– Revisión de comentarios y análisis de CNSMG en lo que respecta al fenómeno de “lixiviación selectiva” aplicable a material admiralty.
- 4.11.** LP-00-166, Anexo 3.B– Justificación de no consideración del fenómeno “degradación en la transferencia de calor por ensuciamiento” en superficie exterior del cambiador de vapor de sellos y del enfriador de aceite.
- 4.12.** LP-00-166, apartado 5.4.2.1- Grupo RGE externo “Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en aire/gas”, justificación de no consideración de corrosión intersticial y corrosión por picaduras.
- 4.13.** LP-00-166, apartado 5.4.2.6- Aclaraciones sobre no consideración del fenómeno de lixiviación selectiva en tubos de admiralty en ambiente exterior “aceite” (afirmación de que este material no es susceptible a este fenómeno).

5. RGE del sistema HSC (habitabilidad sala control)

- 5.1.** Aclaraciones relativas a nuevos componentes introducidos dentro del alcance, nuevos ambientes (“vapor” y “condensado”), EERG y PGEs asociados.
- 5.2.** Acta reunión 17 y 18/11/08, puntos A.4.3 y A4.4:
- Tabla 3.3.2-10 del PIEGE no considera para el aislamiento de los conductos en ambiente interior del fenómeno “agrietamiento/entrada agua en aislamiento”, mientras que sí es considerado en Anexo 3.B del documento LP-00-202 Rev. 4.
 - Conclusiones de NN sobre relativas a comprobaciones relacionadas con la degradación del material aislante que requieren levantar la chapa protectora (apelmazamiento).
- 5.3.** Puntos A.5.2, A.6.1 y A.7.1: Revisión del programa MM-90-009 que desarrolla el nuevo PGE-45 (frecuencias de inspección de los distintos subcomponentes de las unidades

climatizadoras, técnicas de inspección, criterios de aceptación).

- 5.4.** Punto A.8.1: Consideración dentro del alcance del PGE-27 de “soportes antivibratorios del ventilador de impulsión del filtro de emergencia”, material caucho (elastómero) en ambiente aire interior.
- 5.5.** Puntos A.12.1, A.15.1, A.16.1, A.22.2: Para acero inoxidable en ambiente interno “intemperie”, revisión de justificación en documento LP-00-202 de no ocurrencia de fenómeno MIC.
- 5.6.** Punto A.12.2: Para componentes de acero inoxidable en ambiente interno “aire ambiente interior”, revisión de ítem GALL aplicable y columna “Notas”.
- 5.7.** Punto A.17.2: Consideración en el alcance del PGE-12 de los pernos de acero al carbono en ambiente externo de “aire interior”, en lo que respecta a los fenómenos de corrosión intersticial, corrosión por picaduras y corrosión galvánica.
- 5.8.** Punto A.20.2: Aclaraciones relativas al nuevo ambiente definido “aire húmedo” (en lugar de agua de río), en línea de suministro agua bruta a filtros de carbón activo.
- 5.9.** Puntos A.21.1, A.23.1 y A.24.1: Correcciones en tabla 3.3.2-10 del PIEGE relativas a referencia documental empleada en el análisis (EPRI).
- 5.10.** Punto A.22.1: Aclaraciones relativas a la consideración del ambiente interno “aire-interior” en el componente “tubing y componentes aux. de instrumentación”.
- 5.11.** Punto A.25.1: Interior del componente.- Aclaración relativa a la no consideración del mecanismo de corrosión galvánica en el ventilador de impulsión del sistema de filtración de emergencia.
- 5.12.** Punto A.25.3: Interior del componente.- Aclaración relativa a la no consideración de los mecanismos de corrosión intersticial y corrosión por picaduras en los ventiladores de impulsión de los climatizadores.

- 5.13.** Punto A.26.2a: aclaración sobre nuevo programa aplicable a la inspección de superficies interiores de componentes de acero inoxidable y aleaciones de cobre que estaban dentro del alcance del PGE-31 en LP-00-002 rev. 2.
- 5.14.** Puntos A.26.2 b, c y d: revisión nuevo procedimiento MM-90-004, que desarrolla el PGE-31 (frecuencias, técnicas de inspección, criterios de aceptación, etc.).
- 5.15.** Punto A.26.6 a: ausencia en el DBP-PGE-12, en Tabla 1, de referencia a procedimientos IE-40-008, IE-40-006, IE-90-023 (desarrollan el PGE-12 según informó NN).
- 5.16.** Punto A.26.6 c: verificación de resolución efectiva de propuesta de mejora PM-12.2.
- 5.17.** Punto A.26.7 a: aclaración de tipo de inspección a realizar a componentes a los que antes aplicaba el PGE-18/2, y ahora aplica el PGE-31.

6. RGE de sistemas eléctricos y de I&C (análisis AEFT)

6.1. Se realizarán comprobaciones sobre la nueva información aportada en el documento LP-10-07, rev. 2.

- comprobaciones de tipo general.
- comprobaciones sobre equipos específicos:
 - * Conectores [REDACTED]
 - * Presostatos [REDACTED]
 - * Cables de instrumentación nuclear.
 - * Sustitución/calificación de: finales de carrera [REDACTED] presostato [REDACTED]; presostato [REDACTED] terminales [REDACTED] (HEC C21-29).

6.2. Se determinarán las erratas observadas en los textos de los distintos documentos

remitidos.

7. Programas PGE

7.1. PGE-04 "Control químico del agua"

- El documento DBP-PGE-04 identifica las propuestas de mejora PM-04.1 y PM-04.2 relativas a la revisión del procedimiento SQR-A-5 adaptándolo al BWRVIP-130 (EPRI 10088192) y a someter la aplicación del procedimiento SQR-A-5 a los requisitos de garantía de calidad, respectivamente. Dichas propuestas de mejora ya han sido implantadas, pero el documento DBP-PGE-04 deberá ser revisado de manera que se garantice la coherencia documental.
- Verificación de que los distintos tipos de agua que aparecen en el HPCI y que afectan a componentes dentro del alcance de este PGE, están controladas por los análisis y verificaciones de los procedimientos en los que el PGE se fundamenta.

7.2. PGE-12 "Integridad de pernos"

- El documento *"Discretización de componentes tipo perno y anclaje incluidos dentro del PGE-12"* de ref. IT-14.182/013 re. OA, que cuantifica todos los componentes tipo perno o anclaje incluidos dentro del proyecto 2019 y que son gestionados mediante las actividades del PGE-12, se encuentra pendiente de aprobación.
- El documento DBP-PGE-12 identifica la propuesta de mejora PM-12.2 *"Revisar el alcance de las actividades ligadas al programa de pernos para incluir las recomendaciones del NUREG-1339 y EPRI NP-5769 que se consideren aplicables"*. Se comprobará que dicha propuesta de mejora será implementada antes del periodo de operación a largo plazo.

7.3. PGE-22 "Inspecciones únicas"

- Posible errata en apartado B.2.1.20 del PIEGE (califica este programa como "existente" en lugar de cómo programa "nuevo").
- Errata en el DPB-PGE-22, Rev. 3C, apartado "1.Objeto", dónde aparece equivocado el nombre

del programa.

- Aclaración sobre criterio seguido por NN para selección de componentes sometidos a inspecciones únicas, para asegurar su coherencia con el planteado en el AMP XI.M32 del GALL.
- Aclaración relativa a la supresión, dentro del alcance de este programa, de inspecciones únicas ligadas al Programa de Control Químico del Gasoil (PGE-20).
- Estrategia de selección de componentes (muestra) a la que realizar inspecciones únicas, y aclaración sobre qué componentes del HSC serán sometidos a las mismas.

7.4. PGE-24 "Inspección en servicio de la Contención metálica, MISI, Cap. 10"

- En la página B-96 del apéndice B del PIEGE, rev. 3, excepción nº 2 sobre requerimientos del código ASME, NN indica erróneamente que aplica el *capítulo XI de la sección III*, debiendo ser la *sección XI, subsección IWE*.

7.5. PGE-28 "Programa de pinturas"

- En la página B-103 del apéndice B del PIEGE, rev. 3, excepción nº 1, relativa a la frecuencia de inspección de superficies pintadas, se indica que en el informe GALL la frecuencia establecida es de una en cada parada de recarga, en tanto que en CNSMG es cada 4 años (lo que viene a equivaler cada 2 recargas). NN deberá justificar porqué es una excepción aceptable en base a la experiencia, cuando se indica que es un PGE de reciente aplicación y no existe experiencia operativa directa.

7.6. PGE 29 "Vigilancia de envejecimiento de cables eléctricos"

- Comprobaciones de tipo general sobre la documentación soporte del programa:
 - Doc II.10.0199 rev. 2.
 - DBP-PGE-29.

- Comprobaciones sobre muestra de cables a vigilar.
- Sustitución de cables E [REDACTED] en Pozo seco.

7.7. PGE-33 “Programa de vigilancia de cambiadores de calor e inspección de haces tubulares”

- Posible errata en el apartado “1. Objeto” del DBP-PGE-33: se hace referencia al GALL como si existiera un programa equivalente con el que conciliar.
- En el apartado B.2.1.32 del PIEGE, no se menciona la “lixiviación selectiva” al listar los mecanismos de degradación objeto del programa.
- Aclaración de cómo ha considerado NN la experiencia operativa relativa al fenómeno SCC, evidenciada en el condensador de aislamiento, componente dentro del alcance de este PGE.

7.8. PGE-35 “Control físico químico de aceites”

- El documento DBP-PGE-35 identifica las propuestas de mejora PM-35.01 y PM-35.02 relativas a la redacción de nuevos procedimientos o modificación de los existentes con el fin de incluir las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse en los análisis de las muestras de aceite alguno de los parámetros admisibles y a someter los procedimientos SQR-1-2-3, SQR-1-2-14 y trabajos programados aplicables al sistema de garantía de calidad, respectivamente. Se comprobará que dichas propuestas de mejora han sido implantadas, y que ha sido emitido un informe que incluirá las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse, en los análisis de las muestras, alguno de los parámetros admisibles.

7.9. PGE-37 “Inspección de superficies exteriores de componentes mecánicos”

- En la tabla de aplicabilidad de PGE del documento PG-50-008, rev. 3 se identifica el PGE-37 como un programa con propuestas de mejora de alcance, mientras que en el documento DBP-PGE-37, su apartado 4 refleja que las posibles excepciones y mejoras están pendientes de los resultados de la revisión de la gestión de los efectos de envejecimiento. Se analizarán dichos

documentos de manera que NN garantice la coherencia.

- El procedimiento PCN-0-04, rev.1 no identifica alcance, frecuencia ni criterios de aceptación. Este procedimiento deberá ser modificado antes de la próxima parada de recarga de manera que aparezcan los aspectos anteriores.
- En la Tabla 2 (apartado 2.2 del DBP) se afirma que la misma es provisional, a la espera de la finalización de la RGE. Justificarlo.
- Aclaración sobre realización de inspecciones de mecanismos de degradación que no pueden ser evidenciados sin quitar la chapa protectora del aislante (por ejemplo, apelmazamiento o exposición térmica).

7.10. PGE-39 "Programa de GE para barras de fase agrupada"

- Comprobaciones sobre la documentación soporte del mismo:
 - GM ME-190.
 - TP correspondientes a cada barra.
 - PME-P-052-A.
- Muestra de conexiones a inspeccionar y alcance de la inspección visual.

7.11. PGE 41 "Vigilancia de conexiones de cables eléctricos"

- Comprobaciones sobre documentación (trabajos programados y gamas) soporte del mismo.

7.12. PGE-43 "Inspecciones periódicas"

- Tanto en el documento PMM-P-091 como en el PMM-P-047 apartado 7 se afirma que, simultáneamente a la inspección mediante ultrasonidos de los componentes, se realizará una inspección visual de la superficie exterior accesible de los mismos. Se comprobará que NN ha analizado la documentación relacionada con los DBP-PGE-43 (inspecciones internas) y DBP-

PGE-37 (inspección de superficies externas) de manera que se garantice la coherencia de los programas y procedimientos asociados al PIEGE.

- Con respecto al atributo "Alcance", el DBP-PGE-43 afirma que el programa incluye dentro de su alcance bombas, tuberías, elementos de tuberías, válvulas y otros elementos que contienen agua de río. Por otra parte, el PMM-P-091 y el PMM-P-047 se refieren únicamente a tuberías. Se comprobará que NN ha analizado el alcance de dichos documentos de manera que se garantice la coherencia con el DBP-PGE-43.

7.13. PGE-44 "gestión del envejecimiento de aisladores de alta tensión"

- Comprobaciones sobre la documentación soporte del mismo.
 - TP-ME-5774 y GM-ME-600.

Los PGE seleccionados se contrastarán con las Propuestas de Mejora y el análisis realizado por NN para la aceptación/rechazo de las Propuestas de Mejora que sean aplicables a los mismos, para verificar su implantación, así como los procedimientos de mantenimiento y pruebas aplicados y la documentación de los resultados obtenidos en la implantación.

Adicionalmente a lo anterior se verificará el estado de análisis y calendario de implantación de las Propuestas de Mejoras a los PGE así como de la ejecución de las pruebas, ensayos, vigilancias y controles que se indican en los citados PGE.

Para la comprobación de algunos de los aspectos mencionados así como de la situación de algunos componentes y estructuras, se girarán las visitas en planta que se estimen oportunas.