

EVALUACION CUALITATIVA DEL RIESGO ASOCIADO A OTROS MODOS DE OPERACION EN VANDELLOS II

M. OTERO

El CSN en su carta del 22 de octubre de 1990 requirió a ANV la realización de un "Análisis Probabilista de Seguridad (APS)", entre cuyos objetivos se encuentra:

- El análisis y estimación de la probabilidad de accidentes con daño al núcleo se realizará partiendo de situaciones en que el reactor esté inicialmente no sólo a potencia sino en cualquier modo de operación.

ANV expuso su intención de abordar de forma integrada el cumplimiento de los objetivos requeridos por el CSN para al APS y la realización del IPE según requisitos de G.L. 88-20 y Suplementos.

A efectos de cubrir el objetivo mencionado anteriormente, ANV ha realizado una evaluación cualitativa del riesgo asociado a la operación en otros Modos.

Para ello se ha realizado un análisis exhaustivo de la configuración de Vandellós II en diferentes modos de operación tal como se exige en sus ETF, viendo la disponibilidad de la instrumentación de protección y vigilancia, los sistemas, el control de reactividad y la contención y obteniéndose en síntesis la comparación entre Modo 1 y el resto de Modos en cuanto a recursos disponibles para hacer frente a un incidente/accidente en la planta. Se ha realizado un análisis de las operaciones especiales: recarga de

combustible y operación a media tobera tanto desde el punto de vista de ETF como de procedimientos de operación, controles administrativos y prácticas habituales en Vandellós II durante estas operaciones. Por último se evaluaron los tiempos de permanencia en cada Modo basándose en los programas as-built de las recargas y paradas programadas y no programadas en cinco años de operación comercial.

Se revisaron las conclusiones de varios estudios realizados sobre el riesgo en otros modos de operación, focalizando aquellos puntos de interés derivados de los mismos.

CONFIGURACION DE VANDELLOS II EN DIFERENTES MODOS DE OPERACION

El resumen de la configuración de Vandellós II en los diferentes Modos de operación es el que se presenta a continuación.

La actuación de las Salvaguardias Tecnológicas está operable en su totalidad para iniciación automática en Modos: 1, 2 y 3, y para Iniciación Manual en Modos: 1, 2, 3 y 4 excepto aquellas unidades funcionales que no son requeridas por el estado de la planta en Modo 4.

M.^a Teresa OTERO ALCEDA es Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Barcelona (1979).

En 1981 ingresó en la Central Nuclear Vandellós II como Jefe del Servicio de Tecnología Nuclear, Resultados y Ordenadores.

Desde 1991 dirige el Proyecto IPE-APS de Vandellós II.

Los sistemas que entran con los secuenciadores, están operables como mínimo en Modos: 1, 2, 3, y 4. Estos sistemas son: BG/BJ (Sistema de Control Químico y Volumétrico/Inyección de Seguridad de Alta Presión), KJ (Refrigeración Diesel), BC (Evacuación Calor Residual/Inyección de Seguridad de Baja Presión), EG (Agua Refrigeración Componentes), GK (Ventilación Sala Control), EF (Agua Servicios Esenciales), GJ (Agua Esencial Enfriada), GN (Unidades Enfriamiento Contención), BK (Rociado Contención), CG (Ventilación Edificio Combustible). El sistema AL (Agua Alimentación Auxiliar) sólo es requerido en Modos 1, 2, y 3.

El sistema BG, actuando como sistema de Inyección de Alta Presión que debe tener dos trenes operables en Modos 1, 2, y 3; sólo puede tener un tren operable en Modos 4, 5 y 6 para evitar sobrepresiones en frío en el primario.

La instrumentación de disparo del Reactor sólo es requerida operable totalmente en Modo 1, parcialmente en Modo 2 y en Modos 3, 4 y 5 sólo se requiere operable el disparo por Alto Flujo en Rango Fuente. Sin embargo, la actuación SIS provocaría disparo del Reactor en Modos 2, 3 y 4 si los interruptores de disparo estuvieran cerrados.

La Protección contra sobrepresiones del primario está asegurada en Modos 1, 2 y 3 por las válvulas de alivio y de seguridad del presionador y en Modos 4 y 5 por las válvulas de alivio del presionador, considerando en estos Modos que para evitar las sobrepresiones está prohibido el arranque de una segunda bomba de carga para evitar aporte de masa y está prohibido arrancar una BRR (si la temperatura del secundario es 10° C mayor que la del primario), para evitar el aporte de energía que se produciría actuando el generador de vapor como foco caliente.

El núcleo tiene que estar refrigerado en Modos 1 y 2 por tres lazos del primario, y en Modos 3, 4, 5 y 6* (*Nivel cavidad recarga > 7 m.) por dos lazos o dos trenes del RHR.

Los sistemas eléctricos deben tener los dos trenes operables en Modos 1, 2, 3 y 4 y sólo se requiere un tren en Modos 5 y 6. Sin embargo, igual que en el punto anterior, hasta Modo 6* están disponibles los dos generadores Diesel y las dos Barras de Salvaguardias 6A y 7A.

La Contención y sus sistemas asociados deben estar operables en Modos: 1, 2, 3 y 4. Además existen requisitos adicionales durante el movimiento de combustible y operación a media tobera.

La operación de colocar las tapas en las toberas de los generadores de vapor, para aislarlos y realizar la inspección de los mismos, así como la operación de llenado bajo vacío del primario, requieren llevar el nivel del sistema primario a

media tobera. En esta situación, con nivel a media tobera el inventario del primario es el mínimo que puede haber en cualquier Modo de operación, con la planta operando en condiciones normales. Los procedimientos y controles administrativos se establecen en: POG-07, POG-01, POF-112 (Malfuncionamiento del RHR), POF-117 (Pérdida del RHR operando a mitad de tobera) y ETF 3/4.4.1 - ETF 3/4.9.8 que exige que en Modo 5 con lazos no llenos deben estar los dos trenes del RHR operables.

En caso de no proceder a recarga, sino a Parada Fría (Modo 5) por otras causas, se puede estar con una configuración de un tren del RHR en funcionamiento y nivel en rango estrecho > 18% en al menos dos generadores de vapor siempre que se esté con lazos llenos.

La prevención de diluciones inadvertidas en el primario en Modos 1 y 2, la efectúa el sistema de control de barras y el sistema de Protección del Reactor y sus disparos relacionados: Alto Flujo Rango Potencia punto de tarado alto y Sobretemperatura. En Modos 3, 4, 5 y 6 la prevención de la dilución inadvertida la puede dar sólo el sistema de Protección del Reactor con el Flujo Neutrónico rango Fuente; y el establecimiento de controles administrativos como cierre de válvulas que permitan el paso de agua no borada al primario y análisis químicos. Los controles administrativos se recogen en los Procedimientos de Operación General POG-01 a POG-07.

Por tanto, se puede concluir que la configuración de Vandellós II es esencialmente la misma en cuanto a sistemas disponibles y actuación de Salvaguardias Tecnológicas en Modos 1, 2 y 3, para hacer frente a las consecuencias de un accidente.

Como consecuencia del análisis de disponibilidad de sistemas para hacer frente a un incidente/accidente, así como valorar que la respuesta neutrónica y termohidráulica de la planta sería del mismo orden de magnitud, en general, que en Modo 1 por condiciones de P, T y Calor Residual; se concluye que en Modos 2 y 3 la respuesta de la planta sería la misma que en Modo 1, las consecuencias del accidente y el riesgo es menor que en Modo 1 y el tiempo de permanencia es del orden de dos décadas inferior a la de Modo 1.

La configuración en Modos 4, 5 y 6* tiene redundancia de trenes (en situaciones de recarga) para mitigar las consecuencias de un accidente; sin embargo, la actuación de los equipos de salvaguardias debe ser iniciada manualmente por el operador. El cambio sustancial en Modos 5 y 6 es la posible no disponibilidad práctica de los generadores de vapor como foco frío final. En Modo 6, con Nivel en cavidad de recarga > 7m, la configuración de planta es con un tren

único, pudiendo estar el otro tren en descarga para revisión y mantenimiento.

TIEMPO DE PERMANENCIA EN DIFERENTES MODOS

Vandellós II inició su operación comercial en marzo de 1988, estando, por tanto, en su quinto año de operación.

Las hipótesis de partida para la cuantificación de los tiempos de permanencia en otros Modos de operación son las siguientes:

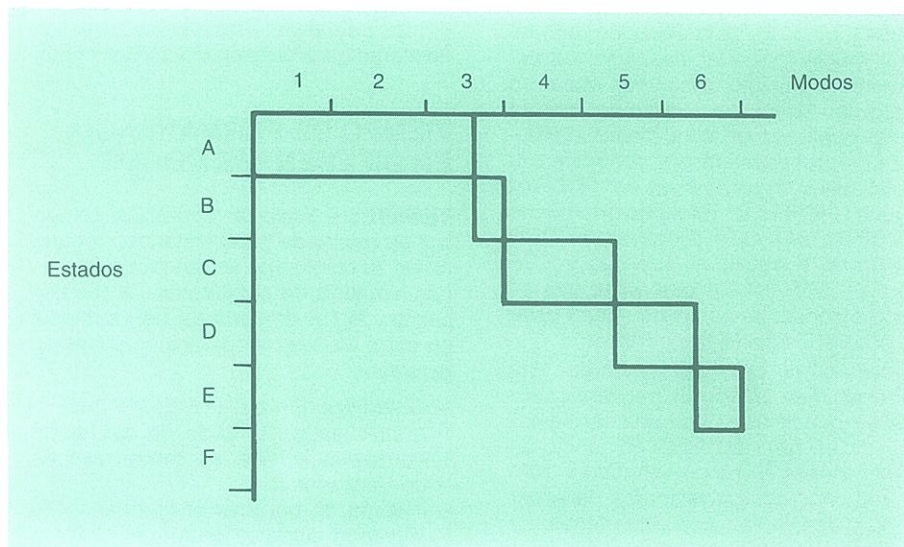
- Cuantificación del tiempo de permanencia en cada Modo de operación correspondiente a las cuatro recargas de Vandellós II.
- Tiempo de paradas programadas incluyendo disparos no programados o paradas no programadas para mantenimiento o reparaciones, basado en las sucedidas en Vandellós II hasta marzo 1993.
- Para el Modo 3 se distingue entre aquellas situaciones en que la planta permanece estable en condiciones de P y T de cero carga, para volver a subir potencia, de aquellas situaciones en que se va a cambiar de Modo.
- Una recarga anual.
- El Modo 6 se considera sólo cuando se va a recarga de combustible, no se considera en paradas no programadas.

CONCLUSIONES DE ESTUDIOS REALIZADOS EN OTROS MODOS OPERACION

Se han realizado varios estudios probabilistas en condiciones distintas de las de potencia, entre los que se mencionan

T I		
Tiempo total estimado otros modos desde operación comercial a marzo 1993		
	Total	% Horas/año
Modo 2	432	0,985
Modo 3 (*)	442	1,008
Modo 3	607	1,385
Modo 4	255	0,581
Modo 5	4.124	9,410
Modo 6	1.838	4,194
TOTAL	7.698	17,565
Media Tobera	417	0,951
Nivel > 7 m.	1.160	2,646

(*) Modo 3 en condiciones estables de P y T de cero carga.
 Tiempo total analizado: Del 8.3.1988 al 8.3.1992 = 1.826 días = 43.824 horas.



los de Seabrook, Zion y los EPS de Francia.

Seabrook finalizó el estudio en parada en mayo 1988. Los resultados globales del estudio indican que el CDF es 4.4. E-5 para condiciones de parada (Modos 4, 5 y 6), comparado con el valor de 2.5 E-4 para condiciones de potencia (incluyen aquí Modos 1, 2 y 3).

El CDF tiene como secuencias dominantes las dos siguientes: Pérdida del RHR 82% del CDF, teniendo como mayores contribuyentes los fallos de hardware y los errores humanos y LOCA 18% del CDF cuyo mayor contribuyente son los sucesos de sobrepresión del primario.

El Shutdown Risk Study de Zion fue realizado por EPRI al principio de los años 80 como resultado del análisis de experiencias operativas.

La revisión de los sucesos ocurridos mostraba tres tipos de sucesos que afectaban la capacidad de extracción de calor residual: LOCA en primario o RHR, Pérdidas de caudal de RHR o de su cambiador de calor, Sucesos de sobrepresión en frío por fallo del sistema de protección.

En los EPS 1300 realizado por EDF y EPS 900 realizado por el CEA el perfil de estados de planta considerados no coincide exactamente con los Modos de operación. La relación es la siguiente:

Estado A: 102% hasta P-11, P-12.

Estado B: P-11, P-12 hasta condiciones RHR.

Estado C: RHR con primario lleno.

Estado D: Primario abierto incluyendo media tobera.

Estado E: Cavidad de recarga llena.

Estado F: Combustible descargado de núcleo.

Los iniciadores en estados de parada con resultados no despreciables afectan a los Estados B, C y D, y de ellos las tres categorías dominantes son: LOCA que contribuye al riesgo un 80% en EPD

1300 y un 63% en EPS 900; Transitorios de primario, incluyendo la dilución de Boro con un 11% en EPS 1300 y un 20% en EPS 900 y la Pérdida del foco frío contribuyendo en un 5,5% en EPS 1300 y despreciable en EPS 900.

Adicionalmente a los estudios citados, en la reunión del Comité Técnico de la IAEA sobre "Shutdown Risk Assessment" celebrada en diciembre de 1992, se observa que el alcance y metodología usada en la evaluación es acorde a las recomendaciones contenidas en el informe preliminar IAEA-J4-TC-808 de esta reunión. En dicho informe se indica textualmente:

"Afortunadamente, es normalmente posible identificar unas cuantas configuraciones clave que controlan el riesgo, mediante una cuidadosa comparación cualitativa de las mismas, siendo estas configuraciones las que deben analizarse mediante modelos cuantitativos. A efectos de determinar dichas configuraciones, deben considerarse los siguientes aspectos:

- ETF's específicas, procedimientos y prácticas normales para la programación de las paradas.
- Tiempo pasado en cada configuración.
- Calor residual y otras consideraciones físicas.
- Aplicabilidad de aspectos genéricos para ese tipo de planta.
- Experiencia específica y de plantas del mismo tipo."

Concluyendo que parece indicado realizar el estudio en dos fases. La primera, que se trata de una evaluación cualitativa documentada y considerando lo indicado anteriormente quedaría cubierta y documentada por el presente documento.

En la segunda fase, el riesgo de cada configuración clave se analizará mediante modelos de APS específicos para ca-

da configuración particular y considerando los iniciadores adecuados a dicha configuración.

Las recomendaciones derivadas de estos estudios se pueden resumir en:

- La mayor parte del esfuerzo debe enfocarse a la configuración de planta y actividades que se desarrollan en Modo 5 y en configuraciones de alto riesgo como la media tobera.
- Revisar en detalle los procedimientos, instrumentación y controles administrativos para las paradas de mantenimiento y recarga, analizando el estado de la contención y el grado de redundancia y estado de los equipos de seguridad.
- Establecer condiciones creíbles y estimación de tiempos que permitan recuperar los sistemas que están en descargo o inoperables en la parada.
- Revisar los incidentes operativos ocurridos en otras plantas para ver su aplicabilidad al estudio específico de la propia planta.
- Seguir los avances de los actuales programas de riesgo en parada.
- Una gran parte del esfuerzo debe estar dedicado a la determinación de los criterios de éxito y a los análisis termohidráulicos en que estén basados.

PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EVALUACION DEL RIESGO EN OTRO MODOS

El marco para la realización de un análisis probabilista en parada es muy diferente al que existe para el desarrollo de un análisis probabilista en potencia debido a varias consideraciones:

- La configuración de la planta es diferente tanto desde el punto de vista de operación, como del estado y la disponibilidad de sistemas principales, sistemas auxiliares, control automático de los procesos, etc.
- No hay una metodología bien establecida, puesto que se han hecho pocos estudios, para la definición de sucesos iniciadores. Tampoco están consolidadas totalmente las secuencias de accidentes que ocurren a partir de los sucesos iniciadores que se establecen, debido a que la respuesta y la recuperación de la planta están dominadas por las acciones humanas y dependen en gran medida de la configuración que la planta tenga por ETF.
- Los criterios de éxito no están definidos en los FSAR, ni hay análisis de accidentes prácticamente en condiciones diferentes de las de potencia. Existen muy pocos análisis termohidráulicos que se hayan realizado para estados de planta distintos de los de potencia, lo cual dificulta tener una

aproximación realista de la evolución temporal del accidente y por tanto de las necesidades de sistemas (Criterios de éxito) y los tiempos críticos para la toma de acciones humanas.

- Tienen una gran importancia en el riesgo asociado a la operación en otros Modos las características individuales de cada planta en cuanto a: Configuración de planta requerida por ETF y las Condiciones Límite de Operación para los sistemas de seguridad, Procedimientos y controles administrativos durante las recargas, Prácticas habituales en recarga tanto desde el punto de vista operativo como de planificación de recargas y el mantenimiento que se realizará durante la misma, Instrumentación disponible durante las recargas.
- Los estudios analíticos para determinar la probabilidad de rotura de tuberías, usando métodos de mecánica de fractura, han demostrado que esta probabilidad es menor que en Modos 3 y 4 cuando la planta está en condiciones de baja presión y temperatura, que a P y T nominales. La frecuencia de daño al núcleo resulta en una reducción del riesgo de 1/34 para Modo 3 y de 1/6.9 para Modo 4, siendo prácticamente el riesgo nulo para configuraciones con primario despresurizado.
- Existen incertidumbres asociadas a: Probabilidad de iniciadores, Fiabilidad humana, Datos de equipos, Evolución temporal del accidente.

PLAN DE ACCION NRC/INICIATIVA DE LA INDUSTRIA

La NRC ha publicado el NUREG-1449 en febrero 1992 (borrador), del cual las conclusiones técnicas más significativas son las siguientes:

- La planificación de las recargas es crucial para la seguridad durante las condiciones de parada, ya que establece si y cuándo se entrará en condiciones que puedan afectar a las funciones de seguridad, y los equipos disponibles para mitigar las consecuencias.
- Los requisitos de la NRC en el área de protección contra incendios no aplican a las condiciones de parada. Sin embargo, debido a las actividades de mantenimiento, puede verse incrementada la potencialidad de producirse incendios.
- La formación y preparación de los operadores juega un papel significativo en la mitigación de los accidentes durante las paradas.
- Todos los PRA para condiciones de parada han determinado que las secuencias de accidentes que implican

pérdida del RHR en operaciones de inventario reducido son los contribuyentes dominantes al CDF.

- Las pérdidas del RHR durante períodos largos pueden acabar en LOCA's producidos en las barreras de presión temporales establecidas en el Primario o en el RHR. En este caso, la contención puede estar abierta y no estar disponible la recirculación de los sistemas de salvaguardias.
- Los métodos pasivos de extracción de calor residual pueden ser efectivos en retrasar o evitar los accidentes severos; sin embargo, los procedimientos y la formación de operación sobre estos métodos no es adecuada.
- Todas las contenciones de los PWR proporcionan suficiente protección en condiciones de accidente severo, siempre que estén cerradas o puedan cerrarse rápidamente. Las condiciones ambientales en accidentes con pérdida del RHR durante períodos largos pueden dificultar el cierre de la contención.
- La formación de una bala de agua diluida en el primario durante el arranque es posible, pero muy improbable. El efecto que produciría moviéndose a través del núcleo estaría limitado a una excursión de potencia que podría producir algún daño al núcleo, pero no la rotura de la vasija del reactor.

La NRC está financiando diversos análisis tanto probabilistas como deterministas para evaluar el riesgo durante condiciones de operación a baja potencia y parada de las plantas antes de exigir a las plantas requisitos de evaluación específicos. A pesar del avance realizado hasta la fecha, todavía no hay conclusiones y posiciones definidas por parte de la NRC respecto a la exigencia de realizar APS en parada a las plantas americanas.

Por su parte, el NUMARC ha creado un grupo de trabajo (agosto 1990) que incluye representantes de varios de sus miembros: WOG, EPRI, INPO, UTILITIES. Este grupo de trabajo coordina las actividades de la industria y constituye la interfase de la misma con la NRC.

En diciembre de 1991 se publicó el documento NUMARC 91-06 "Guidelines for Industry Actions to Assess Shutdown Management", en el que se subraya que el control y la planificación correcta de las recargas, cuando se comprenden los puntos vulnerables de las mismas, es el método más efectivo de mejorar la seguridad durante las paradas.

Desde el punto de vista técnico, y relacionado con las funciones de seguridad a garantizar en la parada, se han detectado los siguientes puntos como más significativos: Extracción de calor residual, Control de Inventario, Disponibilidad de energía eléctrica, Control de Reactividad y Contención.

Vandellós está evaluando las guías NUMARC 96-01 para su posible implementación en planta, así como mejoras basadas en su propia experiencia, al margen de los análisis probabilistas incluidos en el Proyecto IPE-APS.

RESOLUCION DE USI's Y GSI's

La G.L. 88-20 menciona explícitamente la resolución del USI A-45 "Shutdown Decay Heat Removal Requirements". El objetivo del USI A-45 es evaluar la capacidad de las centrales y demostrar que su comportamiento no supone un riesgo inaceptable, debido al fallo de la capacidad de extracción del calor residual en parada.

Para asegurar esta capacidad se deben cumplir los siguientes requisitos funcionales: Mantener el suficiente inventario de agua en la vasija para la refrigeración adecuada del combustible y suministrar un medio de transferencia de calor residual desde el sistema de refrigeración, hasta el sumidero final de calor de forma que se pueda alcanzar y mantener las condiciones de parada caliente y fría.

El análisis debe abarcar, pues, el conjunto de sistemas y componentes requeridos para realizar las anteriores funciones, así como los sistemas soporte asociados a ellos.

CONCLUSIONES PARA VANDELLOS II

Derivado del análisis realizado sobre la configuración de Vandellós II en diferentes modos de operación, de las conclusiones de otros estudios y de los requisitos de normativa sobre IPE, y a la espera de que aparezca la posición definitiva de la NRC, o de otros estudios que en el ámbito español puedan realizarse en el marco de proyectos de Investigación y Desarrollo más amplios que el requisito específico a una planta, se concluye como necesario el análisis de los siguientes escenarios que son envolventes de otras posibles situaciones:

ESCENARIO 1

Análisis de LOCA's en Modo 5 con salvaguardias tecnológicas disminuidas, por no ser requerida la iniciación automática ni manual de las mismas por ETF, o bien por la posibilidad de estar en una configuración con un único tren del RHR y nivel en Generador de Vapor.

ESCENARIO 2

Pérdida del RHR en condiciones de inventario mínimo del primario, es decir, durante la operación a media tobera.